

Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2024



CNE

Comisión Nacional de Energía

Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, 2024
Comisión Nacional de Energía
Avenida Insurgentes, Núm. 20, de la Glorieta de Insurgentes, Col.
Roma Norte, C.P. 06700, Alcaldía Cuauhtémoc, Ciudad de México

Se autoriza la reproducción sin alteraciones del material contenido en esta obra, sin fines de lucro y con la siguiente cita:

“Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, 2024.
Comisión Nacional de Energía – Unidad de Electricidad. CDMX - México, C.P.
06700. Noviembre de 2025. 147 páginas.”

**REPORTE DE CONFIABILIDAD
DEL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**

Edición 2024

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

www.gob.mx/cne



Resumen Ejecutivo

El Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2024, reúne diversos indicadores de desempeño y estadísticas del comportamiento de la capacidad de generación de energía eléctrica, de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD), los cuales permiten conocer el grado de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sostenibilidad que mantuvo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en 2024. Esta es la primera edición que la Comisión Nacional de Energía (CNE) pone a disposición del público en general haciendo uso de las atribuciones que la Ley del Sector Eléctrico (LSE) le confiere, como parte de sus obligaciones de vigilancia y en seguimiento al cumplimiento del marco regulatorio vigente en materia de Confiabilidad, el cual comprende principalmente: el Código de Red, las disposiciones que regulan la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las disposiciones que regulan la adquisición de potencia por Confiabilidad.

El SEN está compuesto por cuatro sistemas eléctricos, aislados físicamente entre sí, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que comprende desde Sonora hasta la Península de Yucatán, el Sistema Interconectado Baja California (SIBC) en la región norte de la Península de Baja California y parte de Sonora, el Sistema Interconectado Mulegé (SIM) y el Sistema Interconectado Baja California Sur (SIBCS), en el centro y sur de la Península de Baja California respectivamente. El encargado del Control Operativo del SEN es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), mientras que los encargados del Control Físico y mantenimiento de la RNT, las RGD y las Centrales Eléctricas, son la Transportista, la Distribuidora y las Generadoras en coordinación con el CENACE. En este sentido, debido a su extensión, resulta conveniente analizar el SIN de forma regional considerando su división por Gerencia de Control Regional (GCR) del CENACE, Gerencia Regional de Transmisión (GRT) o División de Distribución de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en su carácter de Transportista y Distribuidora.

Respecto a la operación del SEN, los Estados Operativos definidos en el Código de Red son indicativos de la condición en la que se encuentra para cumplir con el objetivo de satisfacer la demanda de electricidad con criterios de Confiabilidad; es así que, durante 2024, el SIN, el SIBC, el SIBCS y el SIM operaron el 96.81 %, 43.75 %, 99.30 % y 99.42 % del tiempo en Estado Operativo Normal respectivamente. No obstante, las GCR del SIN, debido a diversas condiciones que incidieron sobre al menos uno de sus elementos, estuvieron la mayor parte del tiempo en Estado Operativo de Alerta a nivel regional, particularmente la GCR Oriental reportó más del 30 % del tiempo en Estado Operativo de Emergencia debido al periodo de

restablecimiento de la infraestructura afectada por el huracán Otis desde el 24 de octubre de 2023 hasta el 22 de abril de 2024.

En 2024, la Reserva Operativa se mantuvo en Estado Operativo Normal más del 96 % del tiempo de cada mes en los cuatros sistemas (ver Figuras 2 a 5), excepto en los meses de mayo y junio en el SIN donde descendió a 91.95 % y 93.82 % respectivamente, entrando en niveles de Estado Operativo de Alerta y Estado Operativo de Emergencia en periodos de alta demanda. No obstante, en el SIBC y el SIBCS este Margen de Reserva Operativo se mantuvo a través de la adquisición temporal de capacidad de generación e importación de energía eléctrica respectivamente con la aplicación del protocolo correctivo en torno a la demanda estacional de verano de estos sistemas eléctricos para satisfacer sus requerimientos de demanda y reservas.

En lo que concierne a eventos de operación de Esquemas de Protección del Sistema (EPS) por desviaciones de frecuencia, se presentan principalmente en el SIBCS y en el SIM debido a su condición como sistemas aislados y sus capacidades técnicas; en 2024, el SIBCS registró 13 eventos en los que la frecuencia descendió en promedio hasta 59.36 Hz, con una afectación promedio de 32.4 MW y una media de 7.5 minutos para el restablecimiento, mientras que el SIM registró 33 eventos en los que la frecuencia alcanzó valores promedio de 60.24 Hz hacia arriba y 58.66 Hz hacia abajo, con una afectación promedio de 3.82 MW y una media de 34.5 minutos de restablecimiento, en ambos casos asociados a la salida súbita de operación de unidades de generación y particularmente en el SIM debido también a contingencias de transmisión.

Por otra parte, a diferencia de la frecuencia que es una variable que se regula a nivel sistema, la tensión se regula a nivel local, en este sentido, para 2024, el mayor número de eventos de operación de EPS por desviaciones de tensión, se registró en la GCR Norte con 190 eventos en total, que ocurrieron en las zonas de Casas Grandes, Camargo y Cuauhtémoc, principalmente por alta demanda y limitados recursos para el control de tensión en transmisión. Asimismo, la GCR Oriental presentó 69 eventos de este tipo, principalmente por fallas en las zonas de Acapulco, Huatulco, Los Tuxtlas, Veracruz, Tapachula, San Cristóbal, Oaxaca, Chilpancingo, Poza Rica, Xalapa, Teziutlán, Chontalpa y Villahermosa.

En cuanto a energía limpia en 2024, la Componente de Generación Limpia (CGL) calculada como el cociente de la energía neta inyectada por fuentes limpias entre la energía total inyectada presentó un valor de 23.40 % y una tasa media de crecimiento anual de 2.062 % en el periodo 2017 – 2024. Asimismo, el factor de emisión del SEN presentó una tasa media de crecimiento anual de -3.793 % en este mismo periodo. El incremento en la generación de energía limpia y en el uso de tecnologías convencionales que, si bien queman combustibles fósiles, producen en

proporción menos emisiones; así como la reducción en la utilización de tecnologías convencionales de altas emisiones; en la generación total del SEN, se ve reflejado en el valor negativo de la tasa media de crecimiento anual del factor de emisión en el periodo 2017 – 2024, no obstante, en el periodo 2022 a 2024 este índice ha presentado incrementos paulatinos, debido a incrementos en la generación total y convencional.

Respecto a la ocurrencia de eventos que pueden alterar súbitamente las condiciones de operación de los sistemas en toda la cadena de valor, estos se denominan como Disturbios de forma general, donde las causas suelen ser de diversa índole entre las cuales se pueden enunciar fallas en la infraestructura y equipos eléctricos, factores climáticos y meteorológicos, casos fortuitos, entre otras; para 2024 se registraron 13,949 Disturbios, 38 de Alta Relevancia, 3,558 de Media de Relevancia, 6,431 de Baja Relevancia y 3,922 sin afectación de carga, presentando una reducción media de 2.84 % respecto al número total anual de Disturbios en el periodo 2018 – 2024. Asimismo, en 2024, 3,920 Disturbios impactaron directamente el suministro, con una afectación promedio por Disturbio de 14.17 MWh; no obstante, la máxima afectación registrada de forma individual alcanzó los 1351.016 MWh el 07 de mayo de 2024, fecha en la que ocurrió el mayor número de Disturbios con interrupción de carga, con 65 eventos y una afectación total de 3,339.67 MWh, lo cual coincidió con diversos Estados Operativos de Alerta y Emergencia por Reserva Operativa menor al 6 % en el SIN principalmente debido a una ola de calor que propició condiciones de altas temperaturas y alta demanda antes de lo esperado en combinación con indisponibilidades de generación, entre otros.

Las estadísticas de Estados Operativos de Alerta y Emergencia, muestran una reducción media anual de 18.1 % para los de Alerta y una tasa media de crecimiento anual de 1.5 % para los de Emergencia. En 2024, se registraron 285 Estados Operativos de Alerta, cifra más baja del periodo, y 49 Estados Operativos de Emergencia, entre las principales causas de estos Estados Operativos se encuentran las fallas en la RNT y las RGD, las fallas y/o degradación de unidades de generación, así como la necesidad de ampliar y modernizar la infraestructura existente.

Siguiendo esta perspectiva, satisfacer la demanda de electricidad con criterios de Confiabilidad requiere que el SEN disponga de todos sus elementos en operación, no obstante, dichos activos físicos regularmente requieren salir de operación para el mantenimiento correctivo o preventivo de las instalaciones y equipos, siendo que se debe procurar mantener suficiente infraestructura disponible para la continuidad del servicio. En 2024, las Centrales Eléctricas registraron 17,133 salidas de operación lo que significó un incremento de 2.02 % con respecto a lo registrado en 2023. Este incremento estuvo asociado al aumento de salidas de Unidades de Central Eléctrica por falla (6,528) y por degradación de capacidad, embalse o retos en el suministro

de carbón, gas natural o combustóleo (8,220, que implican 45,506.5 GWh de generación indisponible estimada), las cuales mostraron un incremento de 1.9 % y 6.85 % respectivamente en comparación con 2023, en contraste, las salidas programadas (1,273) y forzadas por extensión de mantenimiento (1,112) presentaron reducciones de 16.47 % y 4.96 % respectivamente. Lo anterior representa una alta indisponibilidad de generación, lo cual se ilustra en el Anexo 2 y se relaciona con lo descrito en el siguiente párrafo.

Con la finalidad de evaluar si el sistema requiere la integración de capacidad firme, se definen 100 horas críticas conforme a las Reglas del Mercado, las cuales corresponden a las horas en las que se registran anualmente las menores reservas de cada zona de potencia como lo son el SIN, el SIBC y el SIBCS. En 2024, las reservas de generación en el SIBCS registraron un valor mínimo de 4.5 MW y en el SIN y en el SIBC registraron valores negativos; los requerimientos de reserva se calculan como un porcentaje de la demanda del sistema y solo se considera la generación disponible con capacidad de entrega de energía que se presentó en dichas horas; por lo que, en este indicador, no se considera la capacidad de generación temporalmente adquirida por protocolo correctivo para el SIBC (hasta 910 MW) y el SIBCS (hasta 76.756 MW) en 2024.

Por otro lado, para optimizar la operación del SEN en tiempo real es necesario que los Centros de Control cuenten con los registros de medición de los diferentes puntos del sistema, por lo cual se da seguimiento al indicador denominado Porcentaje de Disponibilidad de la Información de Telemetría (PDI) que se encuentra establecido en las Reglas del Mercado, cuyo valor debe ubicarse de forma mensual entre 99.50 y 99.95 % en función de la prioridad de la infraestructura. En 2024 las GCR Central, Oriental, Norte, Noroeste, Peninsular y Occidental, registraron desviaciones significativas en este índice respecto a los valores permitidos, dichas dispersiones pueden deberse al desempeño de las instalaciones existentes previo a la publicación y entrada en vigor de este indicador, lo cual implica necesidades de modernización de la infraestructura. La Transportista y la Distribuidora reportan avances del 78 % en el desarrollo de proyectos de Red Eléctrica Inteligente y Tecnologías de la Información y Comunicación para la operación del SEN.

En lo que respecta al desempeño de la Red Nacional de Transmisión, el Índice de Disponibilidad a nivel nacional fue de 99.53 % en 2024, asimismo, todas las GRT se ubicaron por encima de los valores mínimos de disponibilidad requerida de 99 % para la Red de Transmisión (161 a 400 kV) y 97 % para la Red de Subtransmisión (69 a 138 kV). La frecuencia promedio de las interrupciones en la RNT por causas atribuibles a la Transportista se mide a través del indicador SAIFI_T, el cual registró un valor de 0.113 interrupciones promedio por usuario para 2024, ubicándose por debajo del valor máximo permitido de 0.20 interrupciones promedio por usuario.

Sin embargo, el $SAIFI_T^{Total}$ que incluye además las interrupciones atribuibles a casos fortuitos y de fuerza mayor registró un valor de 0.299 interrupciones promedio por usuario, siendo que por su naturaleza imponderable no cuenta con una meta definida. Lo anterior es replicable para la duración promedio de las interrupciones en la RNT, donde el $SAIDI_T$ registró un valor de 10.81 minutos promedio por usuario, lo cual representa una desviación significativa respecto a la meta establecida de 3 minutos promedio por usuario, siendo la GRT Sureste la que presenta la mayor desviación promedio a nivel regional para este índice. Asimismo, el $SAIDI_T^{Total}$ alcanzó un valor de 46.211 minutos promedio por usuario.

En 2024, la Energía no Suministrada (ENS) en la RNT fue de 28,250.6 MWh; siendo 8,342.95 MWh atribuibles a la Transportista, lo que representó un incremento de 13.7 % para esta componente con respecto a 2023 y 19,907.65 MWh se atribuyeron a casos fortuitos y de fuerza mayor, lo que significó una reducción de 60 % para esta componente en comparación con 2023. Las interrupciones ocurridas en el nivel de tensión de 115 kV son las que presentan el mayor impacto en los indicadores SAIFI, SAIDI y ENS, siendo el nivel de tensión de 115 kV el más extenso con 43.96 % del total de km de líneas de transmisión.

A su vez, en 2024 se presentaron diversas congestiones, saturaciones y sobrecargas en los elementos de transmisión, lo cual es indicativo de la necesidad de ampliar las capacidades de la infraestructura existente. En este sentido, en el periodo 2019-2024 se concluyeron alrededor de 34 proyectos de ampliación (alrededor de 3,075 MVA de transformación, 1,031.3 MVAR de compensación de potencia reactiva y 138.1 km-c de líneas de transmisión), 47 más se encuentran en desarrollo (3,466.6 MVA de transformación, 4,675.8 MVAR de compensación de potencia reactiva y 3,076.1 km-c de líneas de transmisión, así como el proyecto de Red Eléctrica Inteligente), 3 en etapa de concurso (1,175 MVA de transformación, 275 MVAR de compensación de potencia reactiva y 80.2 km-c de líneas de transmisión), 13 por concursar (1650 MVA de transformación, 880 MVAR de compensación de potencia reactiva y 625.9 km-c de líneas de transmisión) y 153 en gestiones previas, para un total de 250 proyectos de infraestructura instruidos por la Secretaría de Energía a la Transportista, algunos en conjunto con la Distribuidora, para la ampliación y modernización de la RNT en el periodo 2015-2024, los cuales han presentado retos para su ejecución o construcción.

En lo que respecta al desempeño de las RGD en 2024, la duración promedio de las interrupciones atribuibles a la Distribuidora se mide a través del indicador $SAIDI_D$, el cual registró un valor de 16.708 minutos, ubicándose por debajo del valor máximo permitido de 50 minutos. No obstante, el $SAIDI_D^{Total}$ que incluye además las interrupciones atribuibles a casos fortuitos y de fuerza mayor registró un valor de 116.706 minutos. Lo anterior es replicable para la frecuencia promedio de las

interrupciones en las RGD donde el SAIFI_D registró un valor de 0.38 interrupciones promedio por usuario, ubicándose por debajo del valor máximo permitido de 0.94 interrupciones promedio por usuario. Sin embargo, el SAIFI_D^{Total} registró un valor de 1.038 interrupciones promedio por usuario. Por su parte, el indicador CAIDI que refleja el cociente entre SAIDI y el SAIFI, registró para el CAIDI_D un valor de 44.511 minutos por usuario, ubicándose por debajo del valor máximo permitido de 53 minutos por usuario. No obstante, el CAIDI_D^{Total} registró un valor de 112.468 minutos por usuario.

Por lo que hace al indicador denominado Porcentaje de Cumplimiento de Factor de Potencia (PCFP), el cual debe cumplirse de manera mensual por División de Distribución, registró un promedio nacional anual con base mensual, de 91.37 % en 2024, ubicándose por encima del valor mínimo permitido de 0.95 en al menos 80 % de los circuitos medidos en todos los meses en todas las Divisiones de Distribución, excepto en los meses de abril y diciembre en la División Bajío en los que registró porcentajes de cumplimiento de 76.64 y 77.61 % respectivamente. Por su parte, el indicador denominado Porcentaje de Cumplimiento de Variaciones de Tensión (PCVT) registró un promedio nacional anual con base mensual, de 99.16 % en 2024, ubicándose por encima del valor mínimo permitido de mantenerse dentro del rango de ± 5 % en al menos el 90 % de los Nodos de Calidad.

En adición a lo anterior, en 2024 en las RGD se desarrollaron proyectos de ampliación y modernización tales como: el programa para el incremento de la eficiencia operativa mediante la reducción de pérdidas técnicas, con un total de 1,356 subproyectos ejecutados con los que se evitaron 119.64 GWh de pérdidas técnicas; el programa para la adquisición de acometidas y medidores de Distribución con el que se adquirieron 54,568 km de acometidas y 2.863 millones de medidores para nuevos servicios o modificaciones de los existentes; el programa de regularización de colonias populares, del cual se concluyeron 125 obras, regularizando 4,302 usuarios con 2,265 postes, 371 transformadores de distribución con una capacidad instalada total de 7,613 kVA y 101.92 km de líneas de Media Tensión, con 8.36 GWh de energía ingresada a la facturación; asimismo, se reemplazaron 8 transformadores de Alta a Media Tensión (198.75 MVA) y se adquirieron e instalaron 627 equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC) telecontrolados; no obstante, otros proyectos propuestos no han contado con asignación de recursos para su ejecución. En relación con la ampliación de las RGD que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista (subestaciones de Alta a Media Tensión), se han concluido y entrado en operación 40 de los 200 proyectos instruidos por la Secretaría de Energía a la Distribuidora en el periodo 2018 – 2024. El grado de electrificación de México al cierre de 2024 fue del 99.64 % de la población.

Contenido

Capítulo Uno. Marco Legal y Regulatorio	17
1.1 Requisito de adquisición de potencia	20
1.2 Disposiciones de la RNT y las RGD	20
1.3 Protocolos correctivo y preventivo	21
1.4 Subastas por Confiabilidad	22
1.5 Código de Red	22
Capítulo Dos. Desempeño del Sistema Eléctrico Nacional	26
2.1 Operación del SEN en 2024	27
2.1.1 Margen de Reserva Operativo	29
2.1.2 Frecuencia	36
2.1.3 Tensión	39
2.1.4 Indicadores de Sostenibilidad	44
2.2 Disturbios en el SEN	48
2.2.1 Estados Operativos de Alerta y Emergencia del SEN	52
2.2.2 Salidas de Unidades de Centrales Eléctricas	55
2.2.3 Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas de las zonas de potencia	59
2.2.4 Indisponibilidad de combustibles, embalses y degradación de unidades	63
2.2.5 Principales disturbios en el SEN en 2024	65
2.3 Aplicación del Protocolo Correctivo	66
2.3.1 Sistema Interconectado Baja California	67
2.3.2 Sistema Interconectado Baja California Sur	69
2.4 Porcentaje de Disponibilidad de la Información de Telemetría	70
Capítulo Tres. Desempeño de la Red Nacional de Transmisión	73
3.1 Disponibilidad de los elementos de la RNT	74
3.2 Frecuencia promedio de las interrupciones en la RNT	79
3.3 Duración promedio de las interrupciones en la RNT	83
3.4 Energía No Suministrada en la RNT	87
3.5 Saturación y sobrecargas en niveles de Alta Tensión	91
3.6 Proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT	93
Capítulo Cuatro. Desempeño de las Redes Generales de Distribución	97
4.1 Duración promedio de las interrupciones en las RGD	98
4.2 Frecuencia promedio de las interrupciones en las RGD	101
4.3 Duración promedio de las interrupciones por usuario en las RGD	103
4.4 Factor de potencia en las RGD	106
4.5 Tensión del suministro en las RGD	108
4.6 Proyectos de Ampliación y Modernización de las RGD	111

Capítulo Cinco. Conclusiones	116
Anexos	119
Anexo 1. Desviaciones de frecuencia y tensión por sistema	119
Anexo 1.1 Evolución de las desviaciones de frecuencia 2019 – 2024	119
Anexo 1.2 Evolución de las desviaciones de tensión 2019 – 2024	119
Anexo 2. Salidas de Unidades de Central Eléctrica para 2024	120
Anexo 2.1 Salidas Programadas por región y tecnología	120
Anexo 2.2 Salidas Programadas Extemporáneas por región y tecnología	124
Anexo 2.3 Salidas Forzadas por Mantenimiento No Programado por región y tecnología	129
Anexo 2.4 Salidas Forzadas por Falla por región y tecnología	134
Anexo 2.5 Indisponibilidad por combustible, embalse o degradación por región y tecnología	139
Anexo 2.6 Generación disponible e indisponible al momento de la demanda máxima por sistema	144

Índice de Figuras

Figura 1. Características de los Estados Operativos del SEN.	28
Figura 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2024.	31
Figura 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California, 2024.	32
Figura 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California Sur, 2024.	34
Figura 5. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Mulegé, 2024.	35
Figura 6. Valores de frecuencia máxima y mínima registrados en el SIBCS, el SIM y las GCR del SIN, 2024.	37
Figura 7. Eventos de desviación de frecuencia con afectación de carga en el SIBCS y el SIM en 2024, base trimestral.	38
Figura 8. Valores de tensión máxima y mínima registrados en las GCR del SIN y en el SIBC, 2024.	39
Figura 9. Eventos de desviación de tensión con afectación de carga por región en 2024, base trimestral.	40
Figura 10. Evolución de la generación de energía eléctrica convencional en el SEN, 2017 – 2024 [GWh].	45
Figura 11. Evolución de la generación de energía limpia en el SEN, 2017 – 2024 [GWh].	46
Figura 12. Evolución de la Generación Neta Inyectada por tipo de tecnología 2017 – 2024 [GWh].	47
Figura 13. Evolución de la Capacidad Instalada Neta por tipo de Tecnología 2017 – 2024 [MW].	47
Figura 14. Comparativo de la clasificación de los disturbios y su afectación.	49
Figura 15. Número de disturbios en el SEN clasificados por relevancia, 2018 – 2024.	50
Figura 16. Evolución de los disturbios en el SEN, 2018 – 2024.	51
Figura 17. Evolución mensual acumulada de los disturbios del SEN por relevancia, 2024.	52
Figura 18. Principales causas de los Estados Operativos de Alerta (EOA) en el SEN 2024. Declaratorias y su participación porcentual.	54
Figura 19. Principales causas de los Estados Operativos de Emergencia (EOE) en el SEN, 2024. Declaratorias y su participación porcentual.	54
Figura 20. Cantidad de Salidas de Unidades de Centrales Eléctricas por sistema y tipo en el SEN, 2024.	55
Figura 21. Cantidad de Salidas de Unidades de Centrales Eléctricas por GCR y tipo en el SIN, 2024.	58

Figura 22. Ocurrencia de las 100 horas críticas del SIN en 2024. Fecha y hora.	61
Figura 23. Reserva de generación en las 100 horas críticas del SIN con respecto a la demanda firme [porcentaje].	62
Figura 24. Reserva de generación en las 100 horas críticas de la zona de potencia Baja California con respecto a la demanda firme. [porcentaje]	62
Figura 25. Reserva de generación en las 100 horas críticas de la zona de potencia Baja California Sur con respecto a la demanda firme. [porcentaje]	63
Figura 26. Capacidad de generación (MW) adquirida por Protocolo Correctivo para el SIBC, 2024.	68
Figura 27. Curva de duración de carga del Sistema Interconectado Baja California 2024.	69
Figura 28. Capacidad de generación (MW) adquirida por Protocolo Correctivo para el SIBCS.	69
Figura 29. Curva de duración de carga del Sistema Interconectado Baja California Sur 2024.	70
Figura 30. PDI por Gerencia de Control Regional 2024 [estadística porcentual mensual].	71
Figura 31. IDT de la Red de Transmisión 2017 – 2024, por GRT.	75
Figura 32. IDT de la Red de Subtransmisión 2017 – 2024, por GRT.	77
Figura 33. SAIFI _T 2017 – 2024. Acumulado anual con base mensual [Interrupciones promedio por usuario].	80
Figura 34. Composición del SAIFI _T ^{Total} de la RNT, 2024. [Interrupciones promedio por usuario].	81
Figura 35. SAIFI _T ^{Total} 2017 – 2024. Acumulado anual con base mensual. [Interrupciones promedio por usuario].	81
Figura 36. SAIDI _T 2017 – 2024. Acumulado anual con base mensual [minutos promedio por usuario].	84
Figura 37. Composición del SAIDI _T ^{Total} de la RNT, 2024 [minutos promedio por usuario].	85
Figura 38. SAIDI _T ^{Total} 2017 – 2024. Acumulado anual con base mensual. [minutos promedio por usuario].	85
Figura 39. ENS atribuible a la Transportista en la RNT, 2017-2024 [MWh].	88
Figura 40. ENS atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor en la RNT, 2017-2024 [MWh]	88
Figura 41. SAIDI, SAIFI y ENS atribuible a la Transportista por nivel de tensión, 2024.	89
Figura 42. SAIDI, SAIFI y ENS atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor por nivel de tensión, 2024.	89
Figura 43. Principales corredores de transmisión con saturación, 2024.	91
Figura 44. Elementos conectados a niveles de Alta Tensión con sobrecarga en 2024, por tipo y región.	92
Figura 45. Estado de los Proyectos de Ampliación y Modernización Instruidos, 2024.	94
Figura 46. Datos de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT en operación por GRT, 2024.	95
Figura 47. SAIDI _D 2017 – 2024. Acumulado anual con base mensual [minutos].	100
Figura 48. Composición del SAIDI _D ^{Total} , 2024 [minutos].	100
Figura 49. SAIFI _D 2017 – 2024. Acumulado anual con base mensual [minutos].	102
Figura 50. Composición del SAIFI _D ^{Total} , 2024 [interrupciones promedio por usuario].	103
Figura 51. CAIDI _D 2017 – 2024. Acumulado anual con base mensual [minutos por usuario].	105
Figura 52. Composición del CAIDI _D ^{Total} , 2024 [minutos por usuario].	106
Figura 53. Porcentaje de cumplimiento de factor de potencia mensual a nivel nacional para el periodo 2017 – 2024.	108

Figura 54. Porcentaje de cumplimiento de variaciones de tensión mensual a nivel nacional para el periodo 2017 – 2024.	110
Figura 55. Pérdidas evitadas (GWh) y subproyectos ejecutados por División de Distribución en 2024.	111
Figura 56. Medidores y acometidas adquiridos por División de Distribución en 2024.	112
Figura 57. Estado de los proyectos de ampliación y modernización instruidos de las RGD del MEM, 2024.	114
Figura 58. Datos de los proyectos de las RGD del MEM en operación por División de Distribución, 2024.	114

Índice de Tablas

Tabla 1. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2017-2024.	30
Tabla 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California, 2017-2024.	32
Tabla 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California Sur, 2017-2024.	33
Tabla 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Mulegé, 2017-2024.	35
Tabla 5. Indicador de la Componente de Generación Limpia del SEN, 2017 – 2024.	45
Tabla 6. Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2017 – 2024 [tCO ₂ e/MWh].	48
Tabla 7. Clasificación de los disturbios del SEN.	49
Tabla 8. Estados Operativos de Alerta y Emergencia en el SEN, 2017-2024.	53
Tabla 9. Resumen de las 100 horas críticas en las zonas de potencia que integran el SEN, 2017-2024.	60
Tabla 10. Estimación de generación indisponible por falta de gas natural en el SEN, con base mensual, 2024 [GWh].	64
Tabla 11. Estimación de generación indisponible por falta de combustibles, degradación y administración de embalses en el SEN, 2024. [GWh].	64
Tabla 12. Diez principales disturbios del SEN de acuerdo con su afectación, 2024.	66
Tabla 13. SAIFI _T por GRT 2017 – 2024. [Interrupciones promedio por usuario].	82
Tabla 14. SAIFI _T ^{Total} por GRT 2017 – 2024. [Interrupciones promedio por usuario].	82
Tabla 15. SAIDI _T por GRT 2017 – 2024 [minutos promedio por usuario].	86
Tabla 16. SAIDI _T ^{Total} por GRT 2017 – 2024 [minutos promedio por usuario].	86
Tabla 17. ENS atribuible a la Transportista en la RNT, 2017-2024 [MWh].	90
Tabla 18. ENS atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor en la RNT, 2017-2024 [MWh].	90
Tabla 19. SAIDI por División de Distribución de las RGD, 2017-2024 [minutos].	99
Tabla 20. SAIFI por División de Distribución de las RGD, 2017-2024 [interrupciones promedio por usuario].	102
Tabla 21. CAIDI por División de Distribución de las RGD, 2017-2024 [minutos por usuario].	104
Tabla 22. Porcentaje de cumplimiento de factor de potencia en las RGD por División de Distribución, 2017-2024.	107
Tabla 23. Porcentaje de cumplimiento de variaciones de tensión en las RGD por División de Distribución, 2017-2024.	109

Nomenclatura, abreviaturas, siglas y símbolos

CAIDI	Índice de duración promedio de interrupciones por usuario de Distribución
CC	Centro de Carga
CE	Central Eléctrica
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CEV	Compensador Estático de VAR
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CMC	Corte Manual de Carga
CNE	Comisión Nacional de Energía
Código de Red	Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CRE	Extinta Comisión Reguladora de Energía
Disposiciones de la RNT y las RGD	Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica
DAC	Disparo Automático de Carga
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General
DARC	Disparo Automático de Reactores y Carga
DOF	Diario Oficial de la Federación
EAR	Esquema de Acción Remedial
EMS/SCADA	Siglas en inglés de Sistema de Gestión Energética, Control Supervisorio y Adquisición de Datos
ENS	Energía No Suministrada
EOA	Estado Operativo de Alerta
EOE	Estado Operativo de Emergencia
EON	Estado Operativo Normal
EOR	Estado Operativo Restaurativo
EPS	Esquema de Protección del Sistema
EUA	Estados Unidos de América
FACTS	Siglas en inglés de Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna
GCR	Gerencia de Control Regional
GRT	Gerencia Regional de Transmisión
Hz	Símbolo de hertz [Magnitud: frecuencia] – (NOM-008-SE-2021)
IDT	Índice de Disponibilidad de elementos de la Red Nacional de Transmisión
IEC	Siglas en inglés de Comisión Electrotécnica Internacional
km-c	kilómetro-circuito [Magnitud: distancia] uso en proyectos de transmisión y distribución
kV	Símbolo de kilovolt (1×10^3 volt) [Magnitud: tensión eléctrica] – (NOM-008-SE-2021)
LAN	Siglas en inglés de Red de Área Local
LCNE	Ley de la Comisión Nacional de Energía
LIE	Abrogada Ley de la Industria Eléctrica
LPTE	Ley de Planeación y Transición Energética
LSE	Ley del Sector Eléctrico

LT	Línea de Transmisión
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MRO	Margen de Reserva Operativo
MVA	Megavolt-ampere [Magnitud: potencia aparente] uso en sistemas de corriente alterna
MVAR	Megavolt-ampere reactivo [Magnitud: potencia reactiva] uso en sistemas de corriente alterna
MW	Símbolo de Megawatt (1×10^6 watt) [Magnitud: potencia, flujo energético] – (NOM-008-SE-2021)
MWh	Símbolo de Megawatt-hora (1×10^6 watt-h) [Magnitud: energía] uso en sistemas eléctricos
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
PAMRGD	Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista
PENS Eficiente	Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente
PENS Máxima	Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima
PLADESE	Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico
PLATEASE	Plan para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
p.u.	Por unidad
REI	Red Eléctrica Inteligente
RGD	Redes Generales de Distribución
RICNE	Reglamento Interior de la Comisión Nacional de Energía
RISENER	Reglamento Interior de la Secretaría de Energía
RNT	Red Nacional de Transmisión
RST	Red de Subtransmisión
RT	Red de Transmisión
RO	Reserva Operativa
SAEE	Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica
SAIDI	Índice de Duración Promedio de Interrupciones
SAIFI	Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones
SIBC	Sistema Interconectado Baja California
SIBCS	Sistema Interconectado Baja California Sur
SE	Subestación Eléctrica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIAT	Sistema de Alerta Temprana de la Secretaría de Gobernación
SIM	Sistema Interconectado Mulegé
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SVC	Siglas en inglés de Compensador Estático de VAR
STATCOM	Compensador Estático Síncrono
TIC	Tecnologías de la Información y Comunicación
TIU	Tiempo de Interrupción por Usuario
UCE	Unidad de Central Eléctrica
UME	Unidad Móvil de Emergencia
VE	Vehículos Eléctricos
VENS	Valor de la Energía No Suministrada
ZOT	Zona de Operación de Transmisión



Capítulo Uno. Marco Legal y Regulatorio

El 18 de marzo de 2025 se publicó en el DOF el Decreto por el que se expiden la Ley de la Empresa Pública del Estado, CFE; la LSE; la LPTE y la LCNE, entre otros. La LCNE estableció en sus Transitorios Tercero, Séptimo y Noveno, que las referencias normativas a la CRE se entienden hechas o conferidas a la SENER o a la CNE, conforme a las atribuciones, competencias y facultades que les correspondan; asimismo, todas las disposiciones emitidas por la CRE continúan en vigor en lo que no se oponga a la propia LCNE, sin perjuicio de que sean adecuadas, modificadas o sustituidas, en términos de la LCNE y las demás leyes aplicables, es decir, en tanto no entren en vigor las DACG que se expidan, son vigentes y obligatorias para todos los Sujetos Regulados, las disposiciones técnicas y administrativas, acuerdos y criterios emitidos por la SENER y la CRE que regulen las actividades relacionadas con la LCNE, y que hayan sido publicados en el DOF.

Por su parte, la LSE establece en el segundo párrafo de su artículo 153 que la CNE, con la autorización de la SENER, debe expedir, aplicar y supervisar, la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sostenibilidad del SEN. Asimismo, el RISENER, publicado en el DOF el 17 de abril de 2025, establece en su artículo 21, fracción XXIV, que corresponde a la Dirección General de Confiabilidad y Seguridad del Sector Eléctrico, en el ejercicio de sus atribuciones, coadyuvar en la elaboración del reporte de confiabilidad de la CNE; a su vez, el RICNE publicado en el DOF el 8 de mayo de 2025 determina en su artículo 31, fracción XVI, que a la Unidad de Electricidad de la CNE le corresponde la atribución de supervisar y vigilar el cumplimiento de la regulación y las DACG aplicables a quienes realicen actividades reguladas del sector eléctrico en coordinación con la Unidad de Verificación.

En virtud de lo anterior, en este Capítulo se presenta de manera resumida la regulación vigente en materia de Confiabilidad del SEN, la cual fue necesario observar para el correcto desempeño de este durante el año 2024. Dicha regulación está conformada por diversos instrumentos que fueron emitidos por la CRE, en el ámbito de sus atribuciones conferidas por la LIE y publicados en el DOF.

Se entiende por Confiabilidad, la habilidad y capacidad del SEN para satisfacer la demanda de energía eléctrica de las Usuarías Finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho, conforme a los criterios de Continuidad, Accesibilidad, Calidad, seguridad y Sostenibilidad que emita la CNE. En este sentido, la prestación del servicio de suministro eléctrico, de acuerdo con lo establecido en la LSE, es de carácter público y universal, y debe ofrecerse y prestarse a todo aquél que lo solicite, cuando ello sea técnicamente factible, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sostenibilidad¹.

El marco regulatorio aplicable prevé criterios técnicos, operativos y administrativos que garantizan la eficiencia operativa, la calidad del suministro eléctrico, la confiabilidad ante eventos de diversa índole, la seguridad de los elementos que componen el SEN y la sostenibilidad requerida para su continuidad en el largo plazo. De esta manera, se proporciona un adecuado nivel de confiabilidad al SEN, que a su vez es necesario para la operación del MEM.

En ese tenor, la regulación emitida por la CRE desde 2016, en materia de confiabilidad se integra por los siguientes instrumentos que se encuentran vigentes hasta en tanto se expidan nuevas disposiciones que las sustituyan:

1. **Resolución RES/916/2015** por la que la CRE establece el requisito mínimo que deberán cumplir los suministradores y los usuarios calificados participantes

¹ De conformidad con lo señalado en el artículo 3, fracción IX y 4, párrafo segundo, fracción II, de la LSE.

del mercado para adquirir potencia en términos del artículo 12, fracción XXI, de la LIE, publicada en el DOF el 14 de enero de 2016 (Requisito de adquisición de potencia)².

2. **Resolución RES/948/2015** por la que la CRE expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, publicada en el DOF el 16 de febrero de 2016 (Disposiciones de la RNT y las RGD)³.
3. **Acuerdo A/073/2015** por el que la CRE expide los protocolos correctivo y preventivo para que el CENACE gestione la contratación de potencia en caso de emergencia conforme disponen los artículos 12, fracción XXII, y 135 penúltimo párrafo de la LIE, publicado en el DOF el 17 de febrero 2016 (Protocolo correctivo y preventivo)⁴.
4. **Acuerdo A/020/2018** por el que la CRE emite criterios que deberá observar el CENACE, para la adquisición de potencia por medio de subastas por confiabilidad y mecanismo de asignación de los costos netos entre las entidades responsables de carga, publicada en el DOF el 12 de julio de 2018 (Subastas por Confiabilidad)⁵.
5. **Resolución RES/550/2021** de la CRE por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, publicada en el DOF el 31 de diciembre de 2021 (Código de Red)⁶.
6. **Acuerdo A/025/2023** por el que la CRE modifica las Disposiciones de la RNT y las RGD, publicado en el DOF el 23 de enero de 2024.⁷

Este conjunto de instrumentos regulatorios constituye la base para definir los indicadores de confiabilidad en la prestación de los servicios públicos de transmisión y distribución. Asimismo, establecen los lineamientos para el monitoreo de variables tales como la frecuencia, la tensión, las reservas de capacidad y el flujo de potencia, como componentes básicos e indispensables del suministro eléctrico, entre otros aspectos esenciales.

² http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422663&fecha=14/01/2016

³ http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016

⁴ http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426015&fecha=17/02/2016

⁵ https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5531059&fecha=12/07/2018

⁶ https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021

⁷ https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5714880&fecha=23/01/2024

1.1 Requisito de adquisición de potencia

La Resolución RES/916/2015 contiene las DACG que establecen el requisito mínimo que deberán cumplir los suministradores y los usuarios calificados participantes del mercado para adquirir potencia. El Requisito de adquisición de potencia se determina a partir de la demanda de los centros de carga en las horas críticas del SEN y de la Reserva de Planeación mínima prevista en la Política de Confiabilidad emitida por la SENER.

El objeto de dicho Requisito es proporcionar una herramienta de confiabilidad a través de la cual se garantice la instalación de capacidad de generación suficiente en el SEN para cumplir con los márgenes de reserva de planeación. El Requisito de adquisición de potencia se relaciona con el Aviso por el que se da a conocer la Política de Confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía⁸, el cual incluye en su Artículo Uno los siguientes indicadores que deben ser observados en la planeación y operación del SEN:

- a. La Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima (PENS Máxima) aceptable para el SEN,
- b. El Valor de la Energía No Suministrada (VENS),
- c. La Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente (PENS Eficiente), para el SEN,
- d. Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima (VIRPm, para cada uno de los sistemas interconectados y calculados con base en la PENS Máxima), y
- e. Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente (VIRPe, para cada uno de los sistemas interconectados y de acuerdo con la PENS Eficiente).

1.2 Disposiciones de la RNT y las RGD

Estas DACG, contenidas en la Resolución RES/948/2015, tienen por objeto regular las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, entre otras consideraciones. En este instrumento se establece que la prestación del servicio público de transmisión y de distribución deberá realizarse bajo principios que garanticen la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sostenibilidad, tanto en las instalaciones y equipos que componen la RNT y las RGD, como en las instalaciones y equipos correspondientes a las Usuarías Finales.

La regulación de dichas actividades se realiza a través de indicadores de desempeño que permiten evaluar la calidad y continuidad en los servicios derivados de ellas, y

⁸ Publicado en el DOF el 18-feb-2017: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5473221&fecha=28/02/2017

cuyas metas establecidas deberán ser observadas con la finalidad de mantener la disponibilidad de los servicios dentro de límites aceptables.

**Disposiciones de la
RNT y las RGD
(acceso abierto y
prestación del Servicio
Público de Transmisión y
Distribución de Energía
Eléctrica)**

**Indicadores de
Disponibilidad,
Continuidad y Calidad.**

Previo a la emisión de estas Disposiciones, la CFE utilizaba indicadores propios para medir la calidad en el suministro de energía eléctrica a sus clientes. Uno de esos indicadores es el TIU que indicaba el tiempo medio en que el usuario no disponía del suministro eléctrico por un período determinado. De ahí que a través de las Disposiciones de la RNT y las RGD se definieron un conjunto de índices de uso internacional a fin de evaluar dicho tiempo de forma detallada como el SAIDI, el SAIFI y el CAIDI.

Asimismo, mediante el Acuerdo A/025/2023 se modificaron estas DACG, resultando en la actualización y aplicación de diversas precisiones realizadas a los indicadores establecidos, mismas que deben considerarse para el desempeño del SEN y particularmente de la RNT y las RGD, a partir del año 2024.

1.3 Protocolos correctivo y preventivo

El Acuerdo A/073/2015 por el que se expidieron los Protocolos correctivo y preventivo, tiene por finalidad proporcionar al CENACE una herramienta adicional para garantizar que se cuente con las capacidades suficientes para asegurar la operación confiable del SEN. Dichos Protocolos consisten en procedimientos expeditos que debe seguir el CENACE para gestionar la contratación de potencia, en caso de emergencia, cuando los demás mecanismos previstos en las Bases del Mercado Eléctrico u otros instrumentos, no le permitan responder ante condiciones de emergencia que afecten o puedan afectar los márgenes de reserva de capacidad, al grado de colocar al SEN o parte de este, en una situación inminente de racionamiento que puede afectar el suministro de energía eléctrica a los usuarios, para lo cual se realiza un análisis de las condiciones operativas actuales y pronosticadas. Esta regulación también prevé la información que el CENACE debe reportar a la CNE derivado de su aplicación.

Cabe señalar que, en un principio este instrumento estableció dos tipos de protocolos de acción, los cuales se describen a continuación:

1. **Protocolo preventivo.** Se aplicaba cuando el CENACE en la planeación operativa identificaba que el SEN, o alguna parte de él, podría presentar un estado operativo de emergencia (EOE) por déficit de reservas de capacidad, y existían las condiciones suficientes para llevar a cabo un proceso de evaluación competitivo para la contratación de potencia.

En este protocolo, la CRE debía evaluar ex-ante que la alternativa, o combinación de alternativas que presentara el CENACE, representara la opción técnica más conveniente para evitar la condición de emergencia. Posteriormente, como parte de la mejora regulatoria, la CRE, a través del punto de acuerdo Quinto del acuerdo A/020/2018 por el cual se emitieron los criterios para las Subastas por Confiabilidad, determinó la derogación del Protocolo preventivo, por lo que, actualmente ya no es aplicable este protocolo.

2. **Protocolo correctivo.** Se aplica cuando el CENACE identifica que el SEN está próximo a entrar en EOE, y no hay suficiente tiempo para llevar a cabo un proceso de evaluación competitivo para la contratación de potencia. En este protocolo, la CRE evalúa de manera ex-post, las acciones implementadas por el CENACE.

En virtud de lo anterior, el Protocolo correctivo es, desde 2019, el único instrumento que se ha aplicado año con año, hasta 2024.

1.4 Subastas por Confiabilidad

El propósito del Acuerdo A/020/2018 es establecer un mecanismo de carácter excepcional para que el CENACE gestione la adquisición de potencia, a través de un proceso competitivo cuando lo considere necesario para asegurar la confiabilidad del SEN. Este esquema se puede aplicar, de no existir alguna restricción establecida, cuando se cuenta con el tiempo necesario para la implementación de dicho proceso, evitando la duplicidad de mecanismos cuya finalidad es incrementar la capacidad instalada en el SEN como son los ejercicios de planeación y otros esquemas para la adquisición de potencia y desarrollo de proyectos de generación previstos en el marco legal y regulatorio vigente, así como en las Reglas del Mercado.

1.5 Código de Red

La Resolución RES/550/2021 contiene las DACG que establecen los requerimientos técnicos mínimos que deben ser observados por los Usuarios del SEN (CENACE, Transportista, Distribuidora, Centros de Carga, Generadoras, Suministradoras, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Comercializadoras no Suministradoras) en el desarrollo de sus funciones, para asegurar la operación segura y confiable del SEN.

Los requerimientos técnicos incluidos en el Código de Red tienen como finalidad el desarrollo, mantenimiento, operación, ampliación y modernización del SEN de manera coordinada y eficiente, buscando que este alcance y mantenga una condición de suficiencia, al ser capaz de soportar la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa (criterio N-1), siendo esta la salida imprevista de un elemento

que pudiera resultar en la mayor pérdida de generación o transmisión para el suministro eléctrico; todo lo anterior sin que se vean rebasados los límites operativos de los elementos de la red eléctrica en condiciones post-disturbios.

Cabe señalar que el Código de Red publicado en la Resolución antes referida, constituye una actualización del Código de Red publicado en el DOF el 8 de abril de 2016 mediante la Resolución RES/151/2016, por lo que, dicha regulación ha sido aplicable desde el año 2022. La actualización del Código de Red registró diferentes modificaciones, tales como una nueva clasificación de los disturbios y el ajuste de los rangos de tensión y frecuencia para los diferentes sistemas que integran el SEN, así como, las definiciones de los estados operativos, para considerar acciones preventivas ante eventos que pudieran implicar la pérdida de carga, entre otras.

De esta manera, el Código de Red precisa las características mediante las que se consolida el denominado *nivel adecuado de confiabilidad*, las cuales atienden a los siguientes objetivos:

1. El SEN debe ser controlado de modo que se mantenga en las condiciones normales de operación;
2. El SEN, en condiciones normales de operación, debe ser capaz de soportar la contingencia sencilla más severa, sin incumplir las condiciones de suministro eléctrico establecidas;
3. La infraestructura física del SEN debe estar protegida contra daños ocasionados por la operación de sus elementos, fuera de los límites técnicos establecidos;
4. Un área eléctrica que haya sido aislada por la ocurrencia de un evento debe ser reintegrada de manera segura, eficiente y en el menor tiempo posible;
5. La ampliación y la modernización de la infraestructura del SEN deben tener como objetivo la mejora continua de los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sostenibilidad;
6. La interconexión de Centrales Eléctricas debe llevarse a cabo con el objetivo de mejorar los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sostenibilidad del SEN;

Código de Red

Es el instrumento regulatorio que establece los requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos de: Planeación; Control Operativo y Físico; Acceso y Uso de la Infraestructura Eléctrica del SEN.

7. La conexión de Centros de Carga al SEN no debe afectar negativamente los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sostenibilidad del SEN;
8. Los sistemas de información y comunicaciones que se emplean en el SEN deben promover la eficiencia del sector eléctrico y funcionar dentro de un marco de interoperabilidad y seguridad de la información;
9. En general, se debe contribuir a mantener y mejorar el desempeño del SEN y del MEM.

El cumplimiento de estos objetivos se da mediante la aplicación de los criterios definidos en el Código de Red para los diferentes ámbitos de administración, operación y control del SEN en cada uno de los sistemas que lo componen. Dichos criterios están clasificados por área o actividad del SEN, esto es, Planeación, Operación, Interconexión de Centrales Eléctricas, Conexión de Centros de Carga, Redes Eléctricas Inteligentes y Sistemas Eléctricamente Aislados, como se describe a continuación:

Criterios P: criterios técnicos generales para el proceso de planeación. Estos buscan asegurar que el SEN se diseñe, desarrolle y opere en condiciones normales de tal forma que se minimicen las restricciones en la Transmisión y pérdidas de energía eléctrica, se propicie el desempeño de un MEM eficiente, se reduzcan los costos de producción, y que, ante la Contingencia Sencilla más Severa, se mantenga el Suministro Eléctrico dentro de parámetros de calidad y condiciones operativas de seguridad y confiabilidad.

Criterios OP: criterios para la operación del SEN; estos buscan asegurar la integridad del SEN, maximizar el tiempo en que este se encuentre en Estado Operativo Normal, y minimizar el riesgo de daño a los equipos que lo conforman cuando el SEN salga de esta condición, considerando la seguridad del personal operativo de los Usuarios del SEN y de la sociedad en general.

Criterios INTE: criterios requeridos a las centrales eléctricas para su interconexión; definidos en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sostenibilidad aplicables a cualquier central eléctrica para interconectarse al SEN. De igual manera define las obligaciones del CENACE para que en la operación del SEN se considere de manera adecuada la capacidad de las Centrales Eléctricas, de forma transparente y no discriminatoria. Estos criterios se relacionan con el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional conforme a su alcance y aplicación.

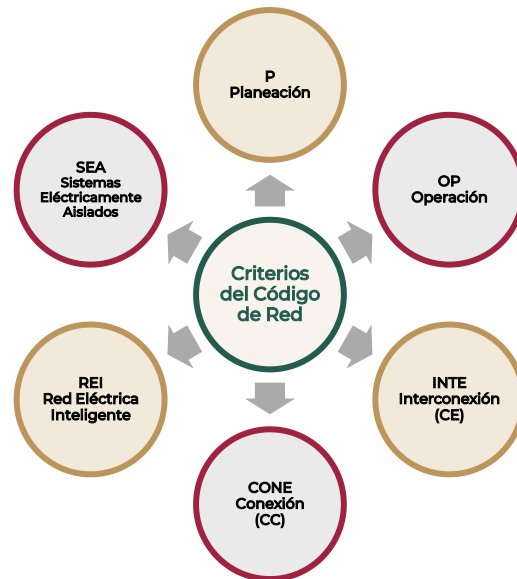
Criterios CONE: criterios definidos para la conexión de centros de carga; de acuerdo con el Manual Regulatorio de Conexión, estos criterios establecen los requerimientos que deben cumplir los Centros de Carga que soliciten conectarse en

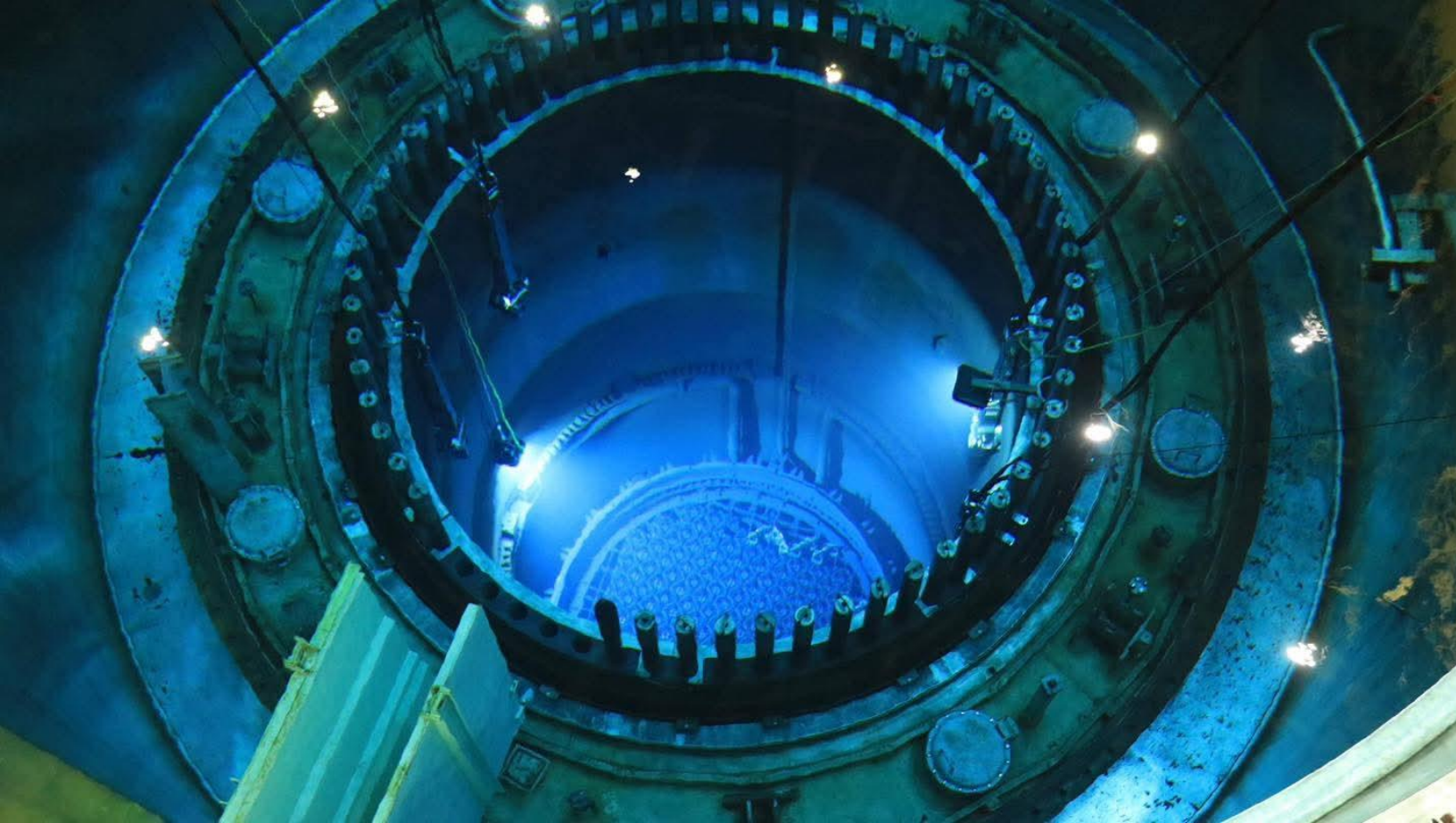
los niveles de Media y Alta Tensión, así como, aquellos que ya se encuentran conectados al SEN en estos niveles de tensión.

Criterios REI: criterios de telemetría en tiempo real para el control de la RNT, las RGD, los Participantes del Mercado y para la integración de elementos de medición, monitoreo y operación en el SEN que utilizan TIC; y

Criterios SEA: criterios aplicables a los sistemas que se encuentran eléctricamente aislados del SIN y que forman parte de la RNT y de las RGD.

De esta manera, al incluir los elementos técnico-operativos que permiten garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sostenibilidad del SEN, con el Código de Red se promueve el desarrollo ordenado, continuo y seguro de las actividades de generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, y la comercialización de electricidad; así como se contribuye a los objetivos establecidos en el artículo 6 de la LSE, en beneficio de las Usuarías Finales y del desarrollo del país.





Capítulo Dos.

Desempeño del Sistema Eléctrico Nacional

2

La operación y control físico del SEN se logra mediante el seguimiento y monitoreo continuo de sus variables físicas operativas, tarea llevada a cabo por el CENACE en coordinación con la Transportista y la Distribuidora. Estas entidades tienen la responsabilidad de mantener dentro de los límites operativos los parámetros de desempeño establecidos en el Código de Red. Las metas de confiabilidad del SEN pueden evaluarse a través de indicadores de desempeño como el Margen de Reserva Operativo (MRO), la Frecuencia y la Tensión, entre otros.

Este capítulo presenta información sobre los principales parámetros de desempeño del SEN correspondientes a 2024, además de un análisis histórico de los últimos ocho años, con base en los datos reportados por el CENACE.

2.1 Operación del SEN en 2024

El Código de Red define, como criterios de confiabilidad, los diferentes estados operativos que puede tener el SEN durante su operación, con base en los valores que reportan sus variables físicas de tensión, ángulos, frecuencia, entre otras. De acuerdo con lo anteriormente mencionado, se puede decir que la condición esperada del SEN, en términos de confiabilidad, es que permanezca el mayor tiempo posible en Estado Operativo Normal, por lo cual, para conocer las distintas condiciones de operación, se muestran a continuación las definiciones de los estados operativos aplicables al SEN.

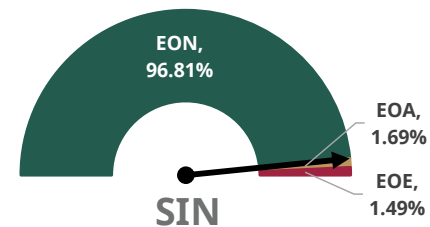
I. Estado Operativo Normal (EON). En este estado, todas las variables físicas del SEN (tensión, ángulos, frecuencia, entre otras) se encuentran dentro de los límites operativos y se cuenta con suficiente capacidad de reserva operativa, transmisión y transformación para mantener la confiabilidad del suministro ante la contingencia sencilla más severa que pudiera presentarse. En condiciones posteriores a la contingencia sencilla más severa, la infraestructura y equipo eléctrico del SEN deben mantenerse operando dentro de sus límites permisibles, tanto operativos como de diseño y no debe presentarse pérdida de carga.

II. Estado Operativo de Alerta (EOA). En este estado, las variables físicas del SEN antes indicadas, pueden presentar desviaciones con respecto a los límites operativos establecidos, ante:

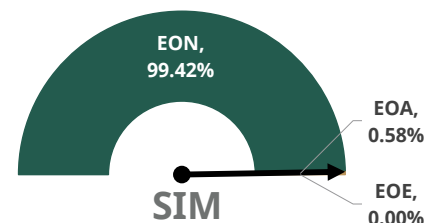
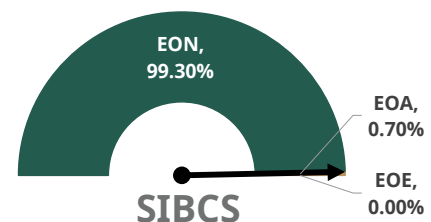
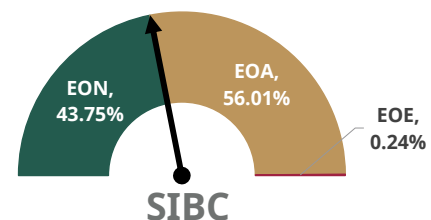
- La ocurrencia de la contingencia sencilla más severa,
- La desconexión de un elemento de la RNT y quede carga alimentada de forma radial.

Las consecuencias posibles son:

Porcentaje de tiempo anual en EON, EOA y EOE por Sistema Eléctrico 2024



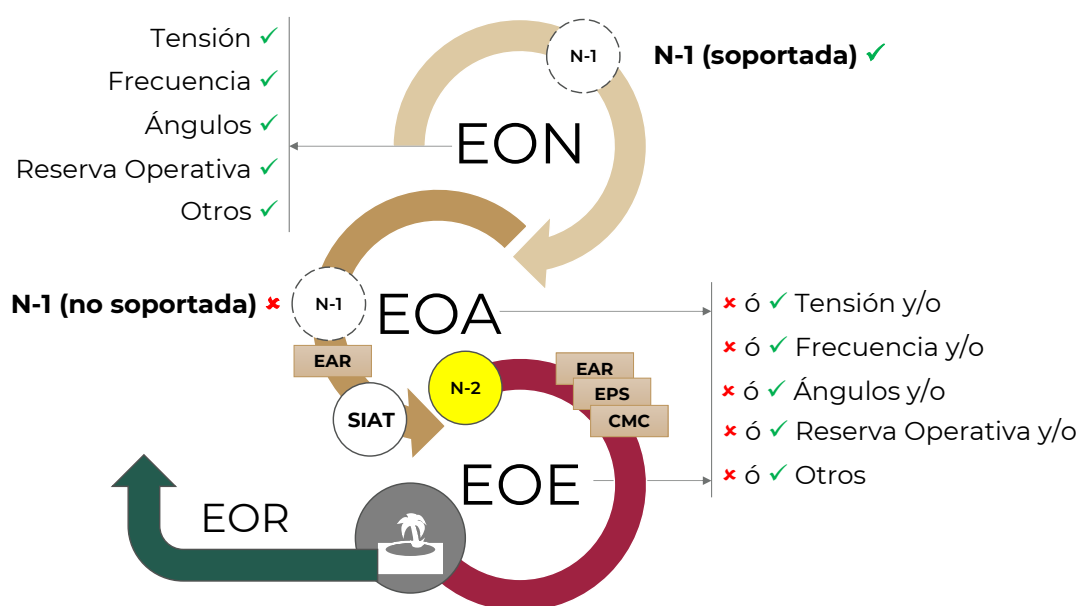
Nota: Esta gráfica muestra el Estado Operativo a nivel sistema, no obstante, todas las GCR del SIN estuvieron la mayor parte de 2024 en EOA por restricciones internas locales en algunas zonas o elementos.



- Una, o algunas, de las variables físicas del sistema eléctrico, queda fuera de sus límites operativos,
- La reducción en la confiabilidad del suministro de carga, del orden de afectación previsto en los disturbios de media o alta relevancia, al quedar alimentada de forma radial,
- Se puede presentar afectación de carga u operación de EAR o EPS.

El CENACE tiene la obligación de declarar un EOA ante posibles afectaciones derivadas de condiciones climatológicas preventivas de acuerdo con el Sistema de Alerta Temprana (SIAT) dependiente de la Secretaría de Gobernación, o ante afectación de cualquier otra índole. Además, deberá aplicar una o varias de las acciones preventivas identificadas en el Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional o podrá implementar algún mecanismo de adquisición de potencia contemplado en el Código de Red.

Figura 1. Características de los Estados Operativos del SEN.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del Código de Red.

III. Estado Operativo de Emergencia (EOE). En este estado, una o más de una de las variables físicas del sistema eléctrico que corresponda está(n) fuera de sus límites operativos y puede existir afectación en el Suministro Eléctrico derivado de la operación de los EAR o EPS implementados para evitar inestabilidad en el sistema ante la ocurrencia de un disturbio. Al igual que en el EOA, el CENACE debe declarar el EOE y tomar acciones operativas con el objeto de restablecer las condiciones del sistema eléctrico al EON conforme al Código de Red.

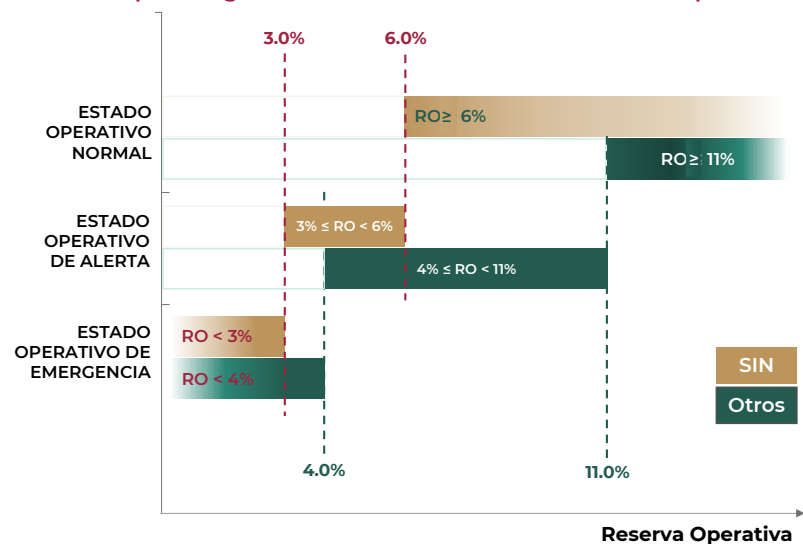
IV. Estado Operativo Restaurativo (EOR). En el Estado Operativo Restaurativo el Sistema Interconectado correspondiente no está completamente integrado, es decir, se encuentra separado en islas eléctricas activas, las cuales suministran una parte de la demanda total con la infraestructura y equipo eléctrico operando en lo posible y dentro de sus límites de diseño. En este Estado Operativo todos los esfuerzos de control deben estar enfocados en integrar nuevamente el SEN y suministrar la demanda total en el menor tiempo posible.

2.1.1 Margen de Reserva Operativo

La Reserva Operativa (RO), considerada en las Bases del Mercado Eléctrico⁹, se refiere a la capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable para incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido (generalmente, 10 minutos) y es la combinación de la Reserva Rodante y la Reserva No Rodante.

El CENACE dispone de esta reserva para asegurar la confiabilidad del SEN ante la ocurrencia de cualquier contingencia sencilla y para mantener el balance entre la carga y la generación. Considerando que la Reserva Rodante es la capacidad en MW de Centrales Eléctricas o recursos de demanda controlable sincronizados a la red eléctrica capaces de incrementar su generación o reducir su consumo dentro del lapso establecido; y teniendo en cuenta que la Reserva No Rodante es la capacidad en MW de Centrales Eléctricas desconectadas de la red eléctrica, pero capaces de sincronizarse y entregar su potencia disponible en el lapso establecido, el CENACE debe mantener una reserva operativa mayor o igual a 6 % en el SIN y mayor o igual al 11 % en los demás sistemas, además, de acuerdo con el Criterio OP – 37 del Código de Red, el CENACE está obligado a mantener la RO compuesta, por lo menos, de un 50 % de Reserva Rodante.

El Código de Red define los estados operativos que corresponden a los sistemas que integran el SEN de acuerdo con su reserva operativa



⁹ Base 2. Definiciones y reglas de interpretación; 2.1 Términos definidos; 2.1.117 Reserva No Rodante, 2.1.118 Reserva Operativa y 2.1.120 Reserva Rodante http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015

De esta manera, el Código de Red establece un requerimiento de RO para cada Estado Operativo del SEN y considera, además, los requerimientos específicos para la operación del SIN, SIBC, SIBCS y Mulegé. Una forma de visualizar la disponibilidad de la RO, es expresarla en unidades porcentuales si se refiere a la proporción que guarda dicha reserva comparada con la demanda puntual en un instante determinado. Cuando los sistemas se encuentran en Estado Operativo Restaurativo, el concepto de reserva operativa no es aplicable.

Bajo esta consideración, el índice denominado Margen de Reserva Operativo (MRO) representa la porción de tiempo que el SIN, SIBC, SIBCS o SIM opera con los niveles de RO definidos para el EON con respecto al tiempo total de operación, expresado en porcentaje. El CENACE tuvo como meta operativa para el periodo 2017 – 2022 mantener a cada sistema operando en EON como mínimo el 95 % del tiempo, en un periodo mensual, conforme a los parámetros de reserva operativa establecidos en el Código de Red, a partir de 2023 la meta es de 96 %. Cabe señalar que el CENACE monitorea la RO en tiempo real y realiza un registro para efectos de la determinación del MRO. La evolución mensual del MRO en los diferentes sistemas que integran el SEN, se muestra en la Tabla 1, Tabla 2, Tabla 3 y Tabla 4 para el periodo 2017 – 2024.

Tabla 1. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2017-2024.

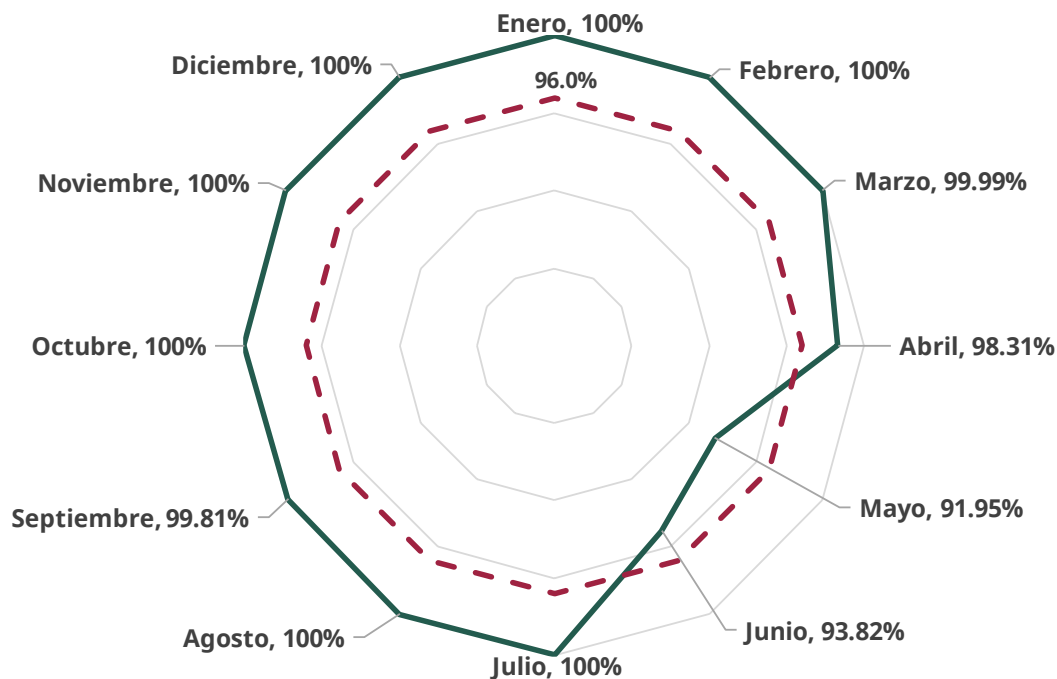
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Enero	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Febrero	100%	99.93%	100%	100%	99.07%	99.99%	100%	100%
Marzo	100%	100%	100%	100%	99.99%	100%	100%	99.99%
Abril	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99.99%	98.31%
Mayo	98.62%	95.10%	100%	100%	100%	100%	100%	91.95%
Junio	96.63%	98.16%	99.99%	100%	100%	100%	99.35%	93.82%
Julio	100%	100%	100.00%	100%	100%	100%	100%	100%
Agosto	99.98%	100%	100%	99.97%	100%	100%	100%	100%
Septiembre	99.97%	100%	100%	99.98%	100%	100%	100%	99.81%
Octubre	100%	100%	100%	99.94%	100%	100%	100%	100%
Noviembre	100%	100%	100.00%	100%	100%	100%	100%	100%
Diciembre	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nota: Las cifras en negritas se encuentran redondeadas a dos decimales. Las cifras en rojo representan valores por debajo del 95 % para el periodo 2017-2022 y por debajo del 96 % para 2023 y 2024. Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

En 2024, el MRO del SIN registró porcentajes de tiempo durante los cuales se tuvo una RO entre el 3 y el 6 % en los meses de marzo (0.01 %), abril (1.69 %), mayo (6.98 %), junio (5.61 %) y septiembre (0.19 %) acumulando alrededor de 4.5 días en EOA por esta causa. Por otro lado, durante los meses de mayo y junio el MRO del SIN

estuvo el 1.07 % y 0.57 % del tiempo respectivamente por debajo del 3 %, acumulando alrededor de 12 horas en EOE por este motivo. El resto del año la RO del SIN se mantuvo por arriba del 6 % (EON) lo que refleja un MRO de 100 %. La Figura 2 muestra la evolución del MRO en el SIN durante 2024.

Figura 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Para el caso del SIBC, dadas las condiciones de su insuficiente parque de generación, y ante un incremento de su demanda a lo largo de los últimos años, el MRO presenta una mayor variación en comparación con los valores que reporta el SIN.

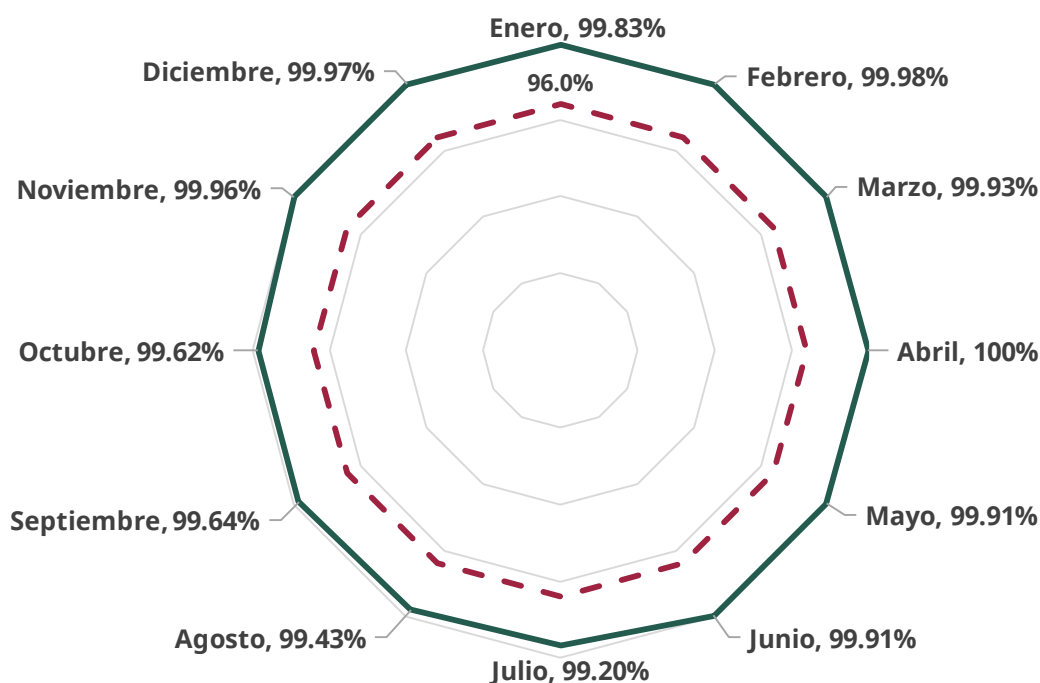
Debido a las condiciones de demanda estacional de verano del SIBC, posterior al 2018 año en el que se registró el valor más bajo de MRO (92.41 %), se aplicó el protocolo correctivo para mantener dentro de valores aceptables la RO del sistema. Esto se ve reflejado en el índice MRO que, en el periodo 2019 – 2024, ha mantenido valores aceptables cercanos al 100 %. Es importante señalar que en 2024 en el SIBC la mayor parte del tiempo que el MRO no estuvo en valores iguales o superiores al 11 %, se mantuvo entre el 4 y el 11 %, acumulando alrededor de 19 horas en EOA por esta causa, sólo en los meses de marzo, mayo y octubre el MRO estuvo momentáneamente por debajo del 4 %, acumulando alrededor de 18 minutos en EOE por este motivo. Siendo que, a lo largo de 2024 solo en abril la RO se mantuvo por arriba del 11 % (EON) durante todo el mes. En la Tabla 2 se muestra la evolución de este indicador en el SIBC para el periodo 2017 – 2024 y la Figura 3 muestra la evolución mensual del índice MRO en 2024 para el SIBC.

Tabla 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California, 2017-2024.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Enero	100%	100%	99.99%	99.92%	100%	99.97%	99.92%	99.83%
Febrero	100%	100%	100%	100%	100%	99.92%	100%	99.98%
Marzo	100%	100%	99.94%	99.96%	100%	99.92%	99.96%	99.93%
Abril	100%	100%	99.94%	100%	100%	100%	99.96%	100%
Mayo	100%	100%	99.99%	99.84%	100%	99.94%	100%	99.91%
Junio	100%	100%	99.95%	99.90%	100%	99.74%	99.89%	99.91%
Julio	100%	98.03%	99.81%	99.42%	100%	99.79%	99.75%	99.20%
Agosto	100%	92.41%	99.87%	98.72%	100%	99.73%	99.70%	99.43%
Septiembre	100%	100%	99.58%	99.71%	100%	99.84%	99.71%	99.64%
Octubre	100%	100%	99.97%	99.85%	100%	99.88%	100%	99.62%
Noviembre	100%	100%	99.99%	99.84%	100%	100%	99.97%	99.96%
Diciembre	100%	98.28%	99.98%	99.99%	100%	100%	99.99%	99.97%

Nota: Las cifras en negritas se encuentran redondeadas a dos decimales. Las cifras en rojo representan valores por debajo del 95 % para el periodo 2017-2022 y por debajo del 96 % para 2023 y 2024. Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Figura 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Para el caso del SIBCS, dada su infraestructura, tamaño, condición de sistema aislado y disponibilidad de generación, ha tendido a estar más tiempo fuera del EON; en el periodo 2017 – 2024 se registró el valor más bajo de este indicador durante el

mes de agosto de 2023, con un valor de 74.00 %. Asimismo, ha presentado diversos valores de MRO por debajo del 95 % en los años 2019, 2021, 2022 y del 96% en 2023 para su periodo de demanda estacional en los meses de julio a octubre. En la Tabla 3 se muestra la evolución mensual del índice de MRO del SIBCS para el periodo 2017 – 2024. En 2024, el SIBCS reportó mejoras significativas en su índice de MRO en los meses de julio y agosto, en comparación con 2023 cuando se ubicó muy por debajo de la meta operativa de 96 %.

Aunado a lo anterior, en 2024 la mayor parte del tiempo que el MRO del SIBCS no estuvo en valores iguales o superiores al 11 %, se mantuvo entre el 4 y el 11 %, acumulando alrededor de 2 días en EOA por esta causa, sólo en los meses de enero, septiembre, noviembre y diciembre el MRO estuvo momentáneamente por debajo del 4 %, acumulando alrededor de 44 minutos en EOE por este motivo. Siendo que, a lo largo de 2024 solo en marzo la RO se mantuvo por arriba del 11 % (EON) durante todo el mes. Cabe señalar que el protocolo correctivo también se ha aplicado en este sistema con la finalidad de contar con la capacidad de generación necesaria para el cumplimiento de la RO y la satisfacción de la demanda creciente del SIBCS.

Tabla 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California Sur, 2017-2024.

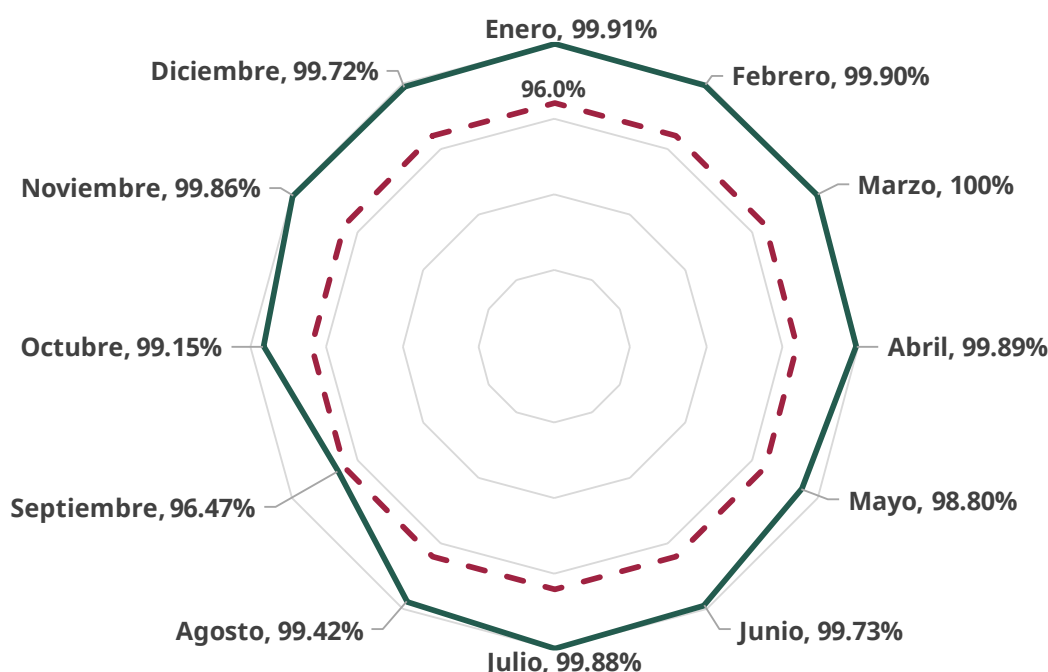
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Enero	99.96%	100%	99.96%	99.97%	99.99%	99.99%	99.91%	99.91%
Febrero	99.99%	100%	100%	100%	100%	100%	99.94%	99.90%
Marzo	99.78%	100%	100.00%	100.00%	99.99%	99.98%	99.95%	100%
Abril	99.81%	100%	100.00%	99.98%	99.98%	99.95%	99.93%	99.89%
Mayo	99.89%	100%	99.94%	100%	98.09%	99.98%	99.49%	98.80%
Junio	100.00%	100%	99.36%	99.86%	99.14%	98.21%	98.86%	99.73%
Julio	99.99%	100%	81.97%	96.60%	94.83%	94.91%	76.81%	99.88%
Agosto	99.96%	100%	74.44%	95.56%	95.26%	88.99%	74.00%	99.42%
Septiembre	99.67%	95.68%	84.03%	98.15%	95.26%	95.77%	95.70%	96.47%
Octubre	99.76%	98.26%	92.97%	98.65%	98.51%	97.41%	99.28%	99.15%
Noviembre	99.42%	97.59%	98.90%	99.88%	99.96%	99.68%	96.75%	99.86%
Diciembre	97.02%	100%	99.73%	100%	99.89%	99.76%	99.86%	99.72%

Nota: Las cifras en negritas se encuentran redondeadas a dos decimales. Las cifras en rojo representan valores por debajo del 95 % para el periodo 2017-2022 y por debajo del 96 % para 2023 y 2024. Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

La Figura 4 muestra la evolución mensual del índice MRO para el SIBCS en 2024, se observa que el mes de septiembre fue el periodo con mayor desviación en el índice,

lo que es indicativo de la creciente demanda y necesidad de generación en dicha región.¹⁰

Figura 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Baja California Sur, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Para el caso de Mulegé, dada su condición de sistema aislado, su capacidad y disponibilidad de generación y transmisión, así como el incremento de su demanda, su índice MRO también ha presentado mayores variaciones en comparación con el SIN, pero menores a las observadas para el SIBC y el SIBCS. En el mes de septiembre de 2023 se presentó el valor más bajo registrado para el MRO del SIM en el periodo 2017 – 2024, siendo 91.54 %. No obstante, en 2024 el SIM reportó mejoras en su índice de MRO para el mes septiembre, en comparación con el año previo en el que el indicador estuvo por debajo de la meta operativa de 96 %.

Asimismo, en 2024 en los meses de mayo a septiembre en los que el MRO del SIM no estuvo en valores iguales o superiores al 11 %, se mantuvo en su mayoría en valores entre el 4 y el 11 %, acumulando alrededor de 17 horas en EOA por esta causa, sólo en los meses de julio a septiembre el MRO estuvo momentáneamente por debajo del 4 %, acumulando alrededor de 94.5 minutos en EOE por este motivo. El resto del año la RO del SIM se mantuvo por arriba del 11 % (EON) lo que refleja un MRO de 100 %. En la Tabla 4 se muestra la evolución del índice MRO del SIM para el

¹⁰ Para más información sobre la operación del Sistema Interconectado Baja California y el Sistema Interconectado Baja California Sur véase el apartado 2.3 Aplicación del Protocolo Correctivo, del presente Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2024.

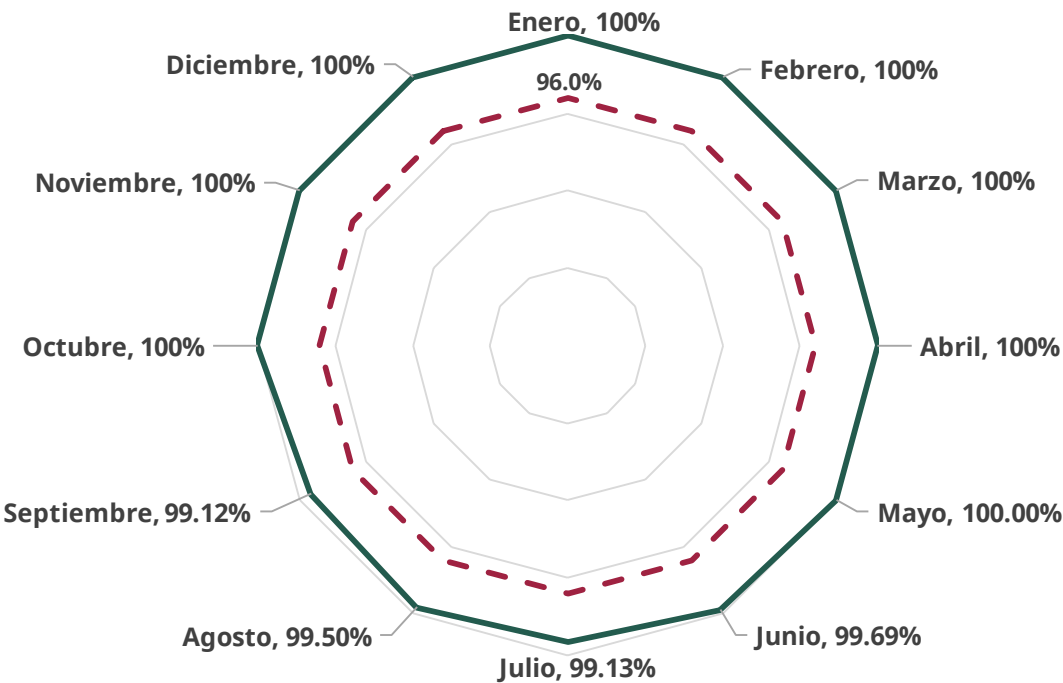
periodo 2017 – 2024 y la Figura 5 muestra el comportamiento mensual de este índice durante 2024.

Tabla 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Mulegé, 2017-2024.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Enero	99.59%	100%	99.88%	100%	100%	100%	100%	100%
Febrero	99.92%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Marzo	99.98%	100%	99.61%	100%	100%	100%	100%	100%
Abril	99.99%	100%	100%	100%	99.97%	100%	99.99%	100%
Mayo	99.99%	100%	100.00%	100%	99.95%	100%	99.99%	100.00%
Junio	99.91%	100%	99.96%	100.00%	100%	100%	100%	99.69%
Julio	99.87%	100%	100.00%	100.00%	100%	100%	99.60%	99.13%
Agosto	99.96%	100%	100.00%	100%	100%	100%	99.61%	99.50%
Septiembre	100.00%	99.85%	98.50%	99.99%	100%	100%	91.54%	99.12%
Octubre	99.68%	98.15%	100.00%	100%	100%	100%	100%	100%
Noviembre	99.86%	100%	100%	100.00%	100%	100%	100%	100%
Diciembre	99.71%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nota: Las cifras en negritas se encuentran redondeadas a dos decimales. Las cifras en rojo representan valores por debajo del 95 % para el periodo 2017-2022 y por debajo del 96 % para 2023 y 2024. Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

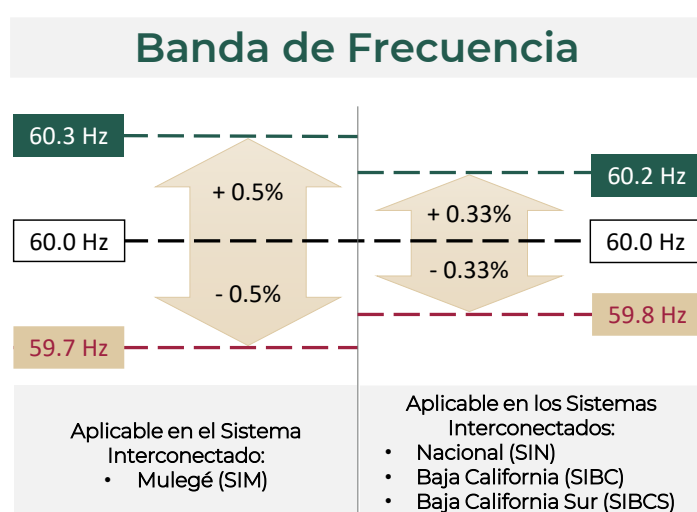
Figura 5. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Mulegé, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

2.1.2 Frecuencia

Uno de los parámetros técnicos fundamentales para el control y operación del SEN es la frecuencia de la componente fundamental. El Código de Red establece los valores permisibles que deben observarse en los distintos sistemas interconectados que componen el SEN y que comúnmente se designan como banda de frecuencia. Bajo esta óptica, la banda de frecuencia establecida para el SIN, el SIBC y el SIBCS está en el rango comprendido entre 59.8 y 60.2 Hz. En el caso de Mulegé, la banda de frecuencia está comprendida entre 59.7 y 60.3 Hz. Siempre que los sistemas se encuentren dentro de sus respectivas bandas de frecuencia, los sistemas se encontrarán en EON.



El CENACE como operador del SEN, es el responsable de garantizar que los sistemas interconectados, en los que se subdivide el SEN, operen dentro de los límites de frecuencia establecidos, tomando como premisa minimizar los periodos de tiempo que los diferentes sistemas operan fuera de las bandas de calidad de esta variable. De esta forma se evita que operen protecciones de frecuencia y que los diferentes equipos

conectados al sistema, desde generadores hasta equipos, máquinas y motores de los centros de carga experimenten una operación anormal; lo cual puede derivar en pérdida de sincronismo, pérdida en cascada de elementos o, en un caso extremo, el colapso total del sistema. Las excursiones de frecuencia son generalmente ocasionadas por cambios súbitos de carga y generación, cuando estos sobrepasan los valores previstos por el operador del sistema, así como por la ocurrencia de contingencias.

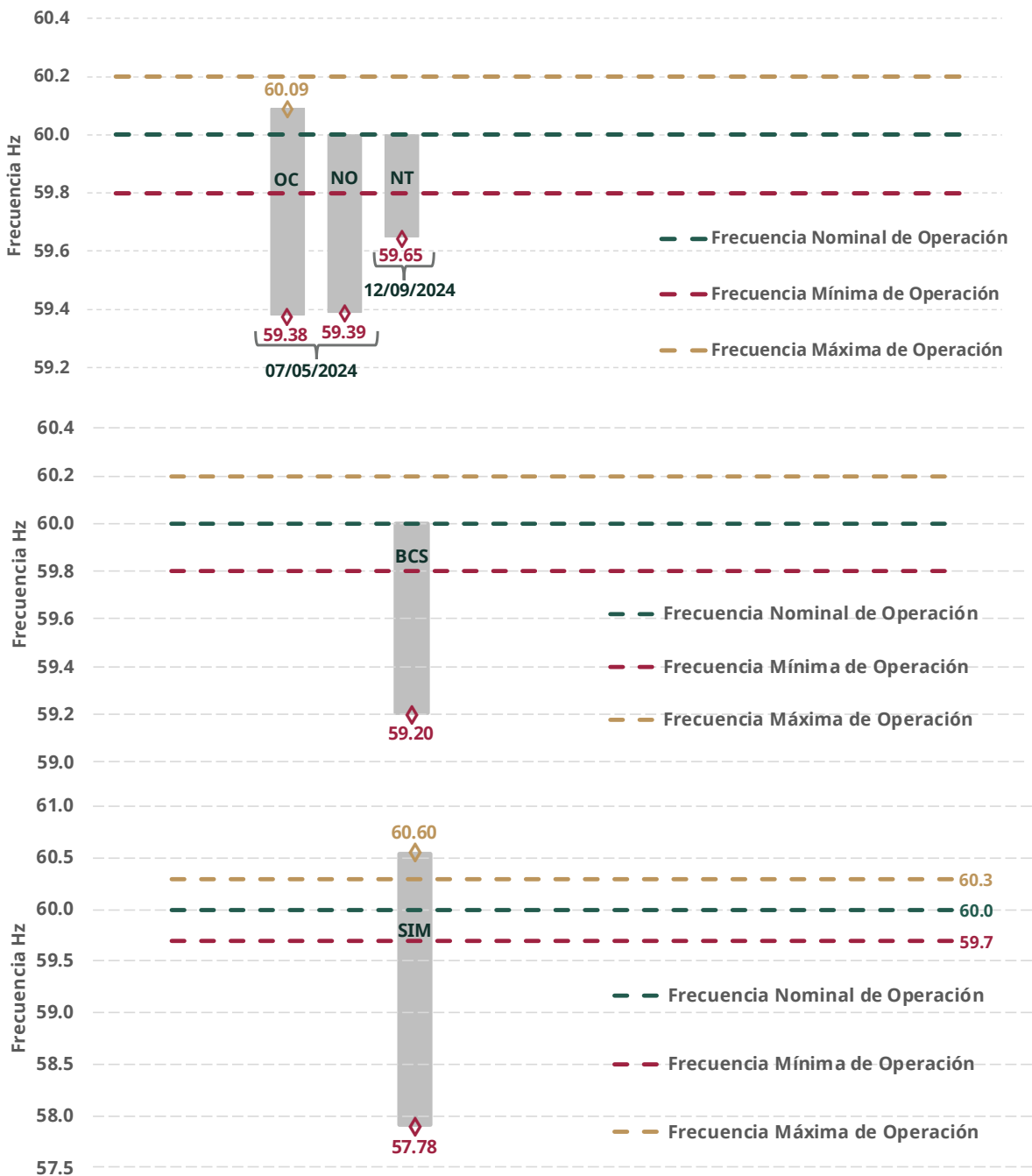
Dada la condición específica de interconexión síncrona internacional del SIBC con el Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste¹¹, existe una coordinación entre el Operador Independiente del Sistema de California¹² y el CENACE para el control de la frecuencia en dicha región, en cumplimiento de los estándares de confiabilidad aplicables.

¹¹ WECC, por sus siglas en inglés.

¹² CAISO, por sus siglas en inglés.

La Figura 6 muestra los valores máximos y mínimos instantáneos de frecuencia que se presentaron fuera de la banda de calidad establecida, los cuales están asociados a la operación de Esquemas de Protección del Sistema ante desviaciones de frecuencia (Relé 81).

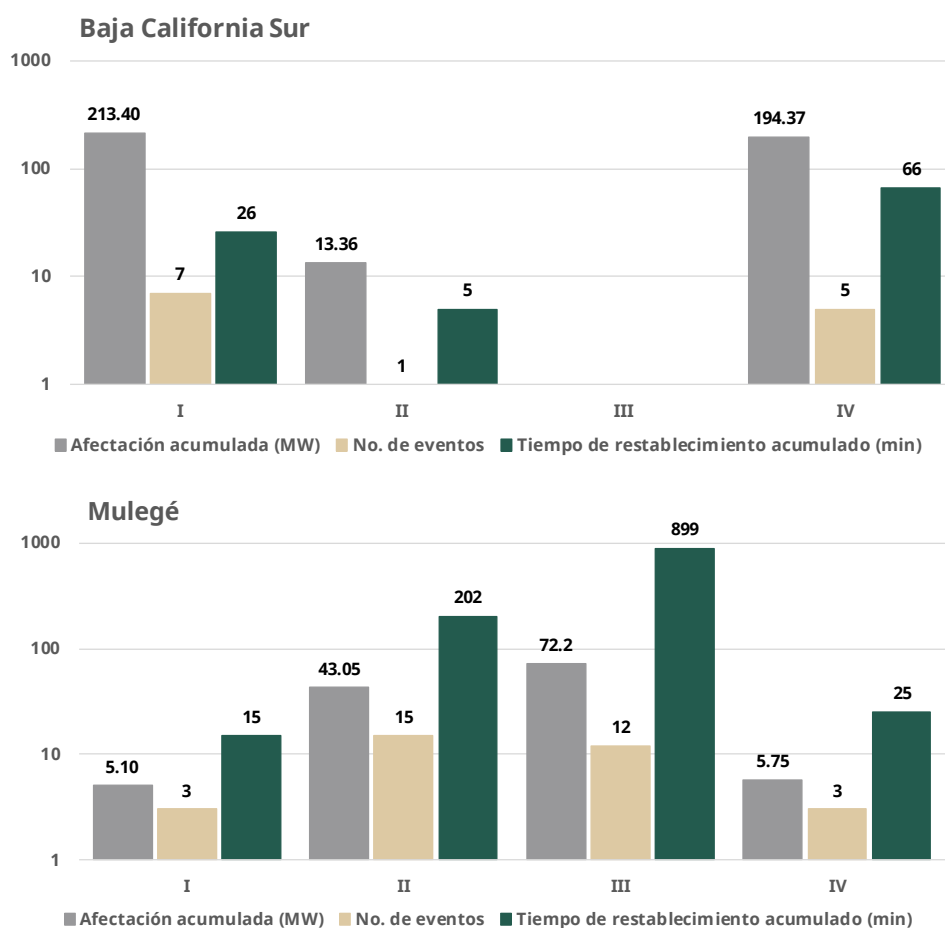
Figura 6. Valores de frecuencia máxima y mínima registrados en el SIBCS, el SIM y las GCR del SIN, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

De lo anterior se desprende que, en 2024 no se registraron desviaciones de frecuencia en el sistema eléctrico de Baja California, así mismo no se registraron desviaciones que conllevaran una afectación generalizada en el SIN, no obstante, se muestran los eventos correspondientes al SIBCS, al SIM y a las GCR Occidental, Noroeste y Norte, las cuales presentaron eventos a nivel local. Los eventos que se presentaron en el SIN, fueron puntuales y ocurrieron el 7 de mayo de 2024 para las GCR Occidental y Noroeste (afectación de 20 MW por 4 horas en Apatzingán y 41 MW en Los Mochis y Culiacán por alrededor de 1 hora, ambos asociados a un bajo margen de reserva operativa) y el 12 de septiembre de 2024 para la GCR Norte (8.3 MW por alrededor de 10 minutos en Chihuahua asociado a una afectación de generación en la región circunvecina). No obstante, en el SIBCS y el SIM se presentaron múltiples eventos de desviación de frecuencia por lo que la Figura 7 muestra el número de eventos con desviación de frecuencia de las regiones antes mencionadas, así como su afectación y duración acumulada por trimestre para 2024.

Figura 7. Eventos de desviación de frecuencia con afectación de carga en el SIBCS y el SIM en 2024, base trimestral.



Nota: La escala de los ejes verticales es logarítmica, lo que permite visualizar el número de eventos de forma clara en conjunto con la afectación y el tiempo promedio de restablecimiento.

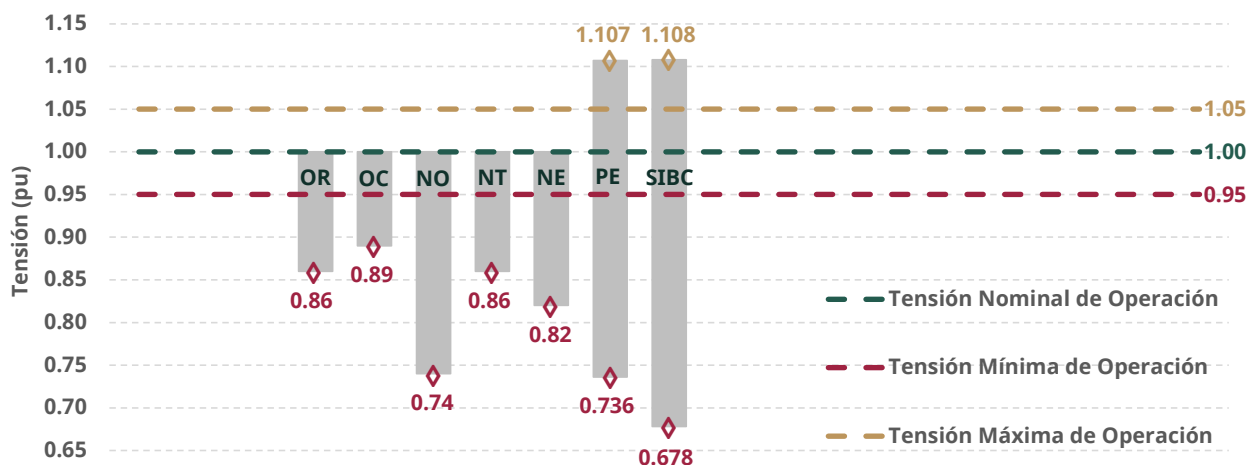
Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

En ese tenor, en 2024 para el sistema eléctrico de **Baja California Sur** se presentaron 13 eventos de desviación de frecuencia, con una afectación y duración promedio de 32.4 MW y 7.5 minutos por evento, asociados a la salida súbita de operación de unidades de generación; para 11 de los 13 eventos el valor mínimo instantáneo registrado fue de 59.4 Hz y para los 2 restantes la frecuencia descendió hasta 59.2 Hz de forma instantánea por la salida de hasta 4 Unidades de Central Eléctrica en el sistema. Para el sistema eléctrico de **Mulegé** se presentaron 33 eventos de desviación de frecuencia, con una afectación y duración promedio de 3.82 MW y 34.5 minutos por evento, asociados a la salida súbita de operación de unidades de generación y elementos de transmisión; el promedio de las desviaciones de frecuencia instantáneas hacia arriba fue de 60.24 Hz y hacia abajo fue de 58.66 Hz observándose una alta variabilidad en la estabilidad de frecuencia del SIM ante eventos, debido a su tamaño e infraestructura. Para conocer la evolución de los eventos de desviación de frecuencia en el periodo 2019 – 2024, véase Anexo 1.

2.1.3 Tensión

El Código de Red establece que se debe procurar que las barras de las subestaciones eléctricas de la RNT, así como de las subestaciones de Alta a Media Tensión, operen a niveles de tensión nominal de 13.8, 23, 34.5, 69, 85, 115, 138, 161, 230 y 400 kV. Para preservar la confiabilidad y calidad de la operación del SEN, se definen límites operativos en torno a los niveles de tensión mencionados, estableciendo que la banda de calidad y confiabilidad para evitar un colapso de tensión o algún daño en los elementos y equipos eléctricos debe determinarse dentro del rango de $\pm 5\%$ con respecto a la tensión nominal. Los valores máximos y mínimos instantáneos de tensión que se registraron en 2024 asociados a la operación de los EPS 27 y 59, se muestran en la Figura 8.

Figura 8. Valores de tensión máxima y mínima registrados en las GCR del SIN y en el SIBC, 2024.

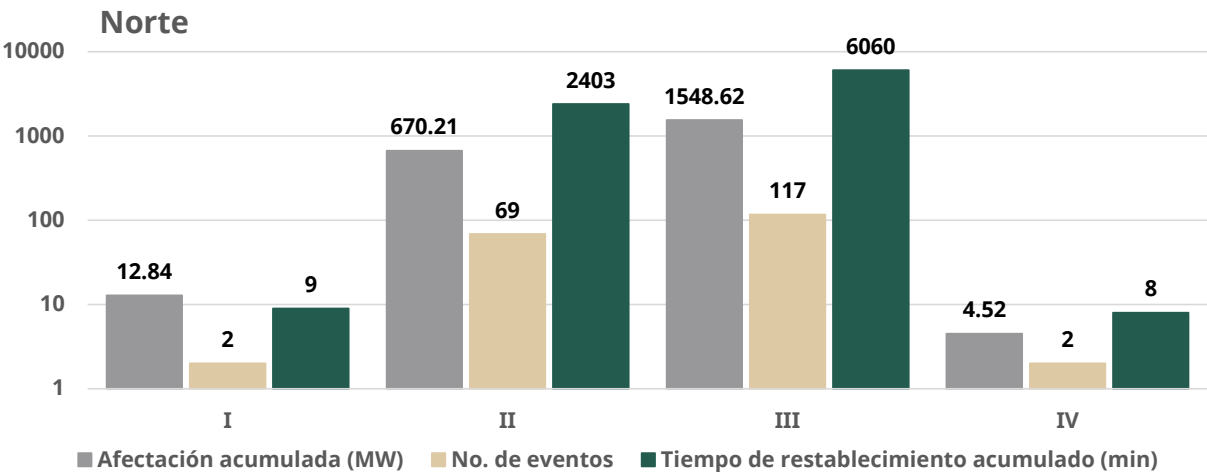


Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

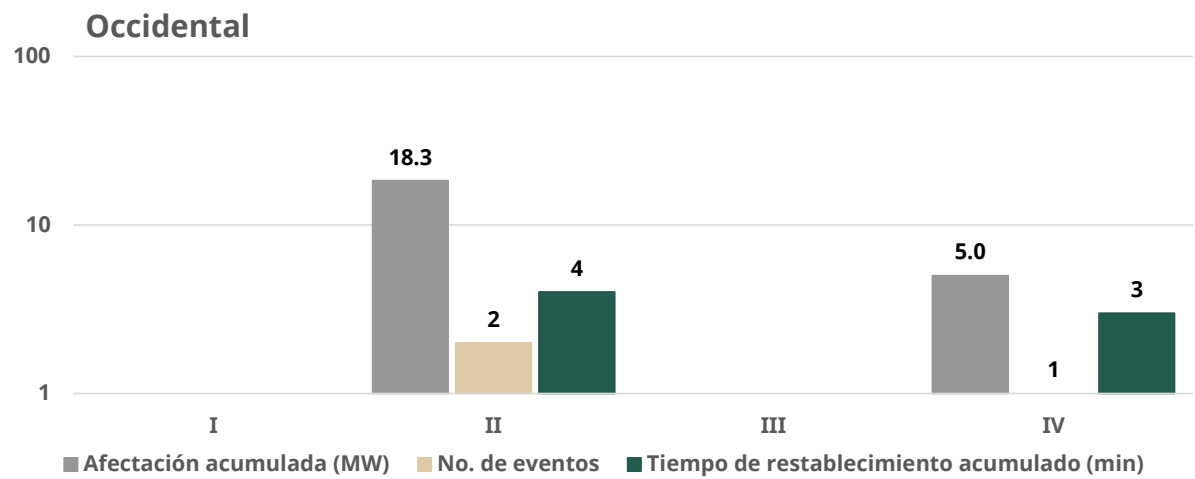
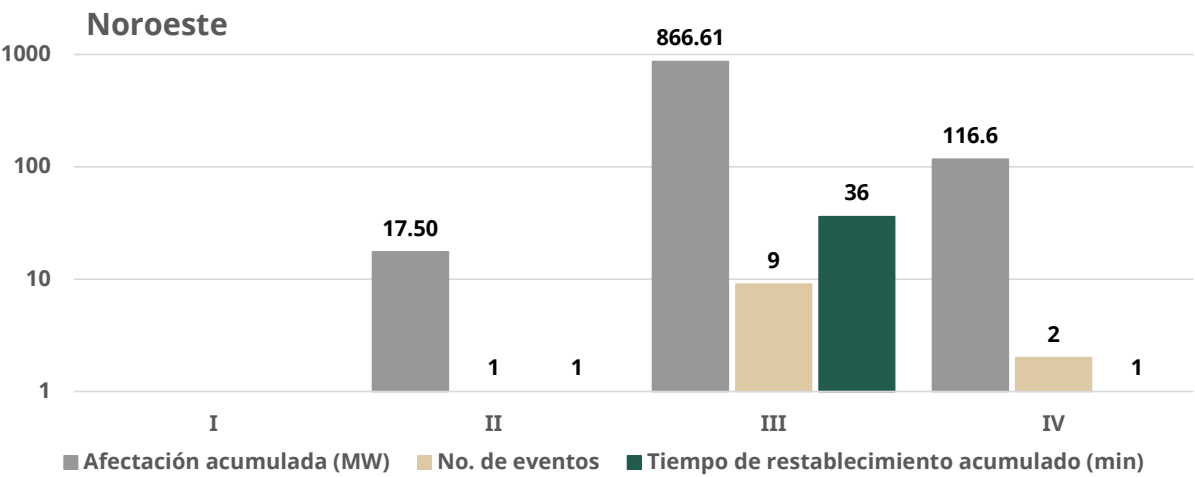
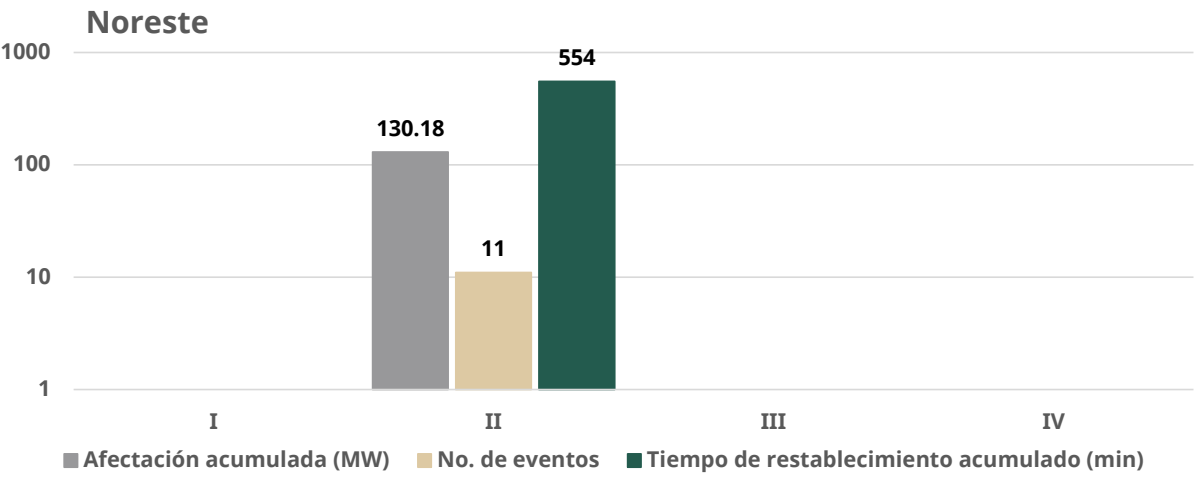
De lo anterior se desprende que, en 2024 no se registraron desviaciones de tensión en los sistemas eléctricos de Baja California Sur y Mulegé, así como no se registraron desviaciones que conllevaran una afectación generalizada en el SIN, por lo que sólo se muestran los eventos correspondientes al SIBC y a las GCR Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular. La Figura 9, muestra para las regiones antes mencionadas el número de eventos con desviación de tensión, así como su afectación y duración acumulada por trimestre para 2024.

En 2024, la **GCR Norte** registró el mayor número de eventos (190) de aplicación de EPS por baja tensión (Relé 27), de los cuales 119 se presentaron en la zona de Casas Grandes, 57 en la zona de Camargo y 14 en la zona de Cuauhtémoc; la principal causa asociada es la alta demanda en dicha región y limitados recursos para el control de tensión (la cual fue reportada para 93 eventos de Casas Grandes, 32 de Camargo y 8 de Cuauhtémoc), los restantes tienen como causa asociada la desconexión súbita de capacitores y transformadores, operación de protecciones (Relé 50/51), apertura de interruptores y fallas en las subestaciones Janos, Vado Santa María, La Salada, Oasis, Nueva Holanda, Ojinaga, Ruiz Cortines, Menonita y Álvaro Obregón, así como operaciones relacionadas con los CEV de las subestaciones Moctezuma y Camargo Dos. La afectación y duración promedio de los eventos de desviación de tensión registrados en la GCR Norte en 2024 fue de 11.86 MW y alrededor de 44 minutos por evento. El promedio de las desviaciones de tensión instantáneas en esta región fue de 0.897 p.u., registrándose 159 eventos con una caída de tensión instantánea hasta 0.9 p.u. (31.05 kV), 22 con 0.89 p.u. (30.705 kV), 2 con 0.88 p.u. (101.2 kV) y 7 con 0.86 p.u. (29.67 kV), observándose que la mayoría de los Relés 27 de estas zonas están referidos a mediciones de barras en el nivel de tensión de 34.5 kV y solo 2 de los casos registrados a las barras de 115 kV.

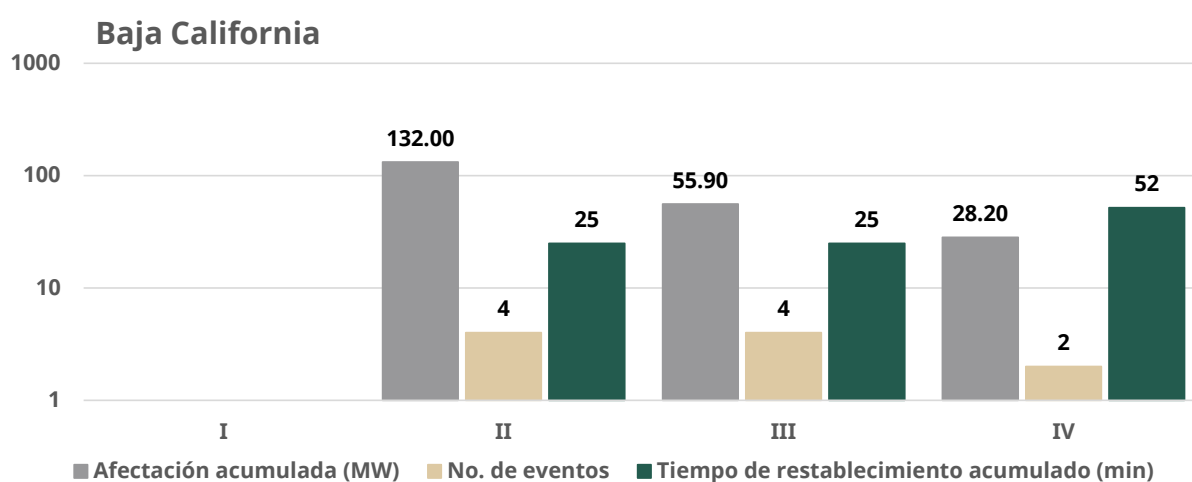
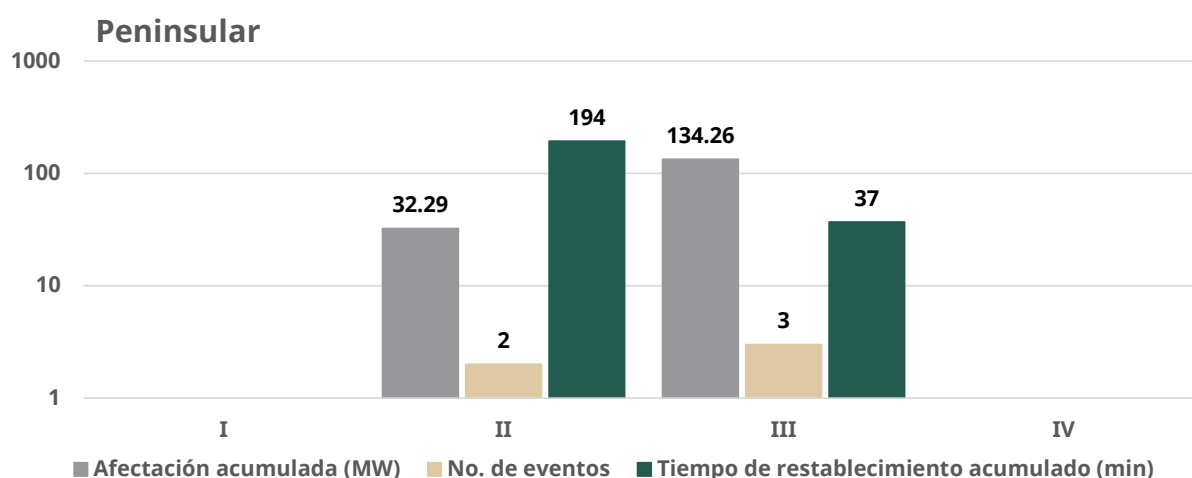
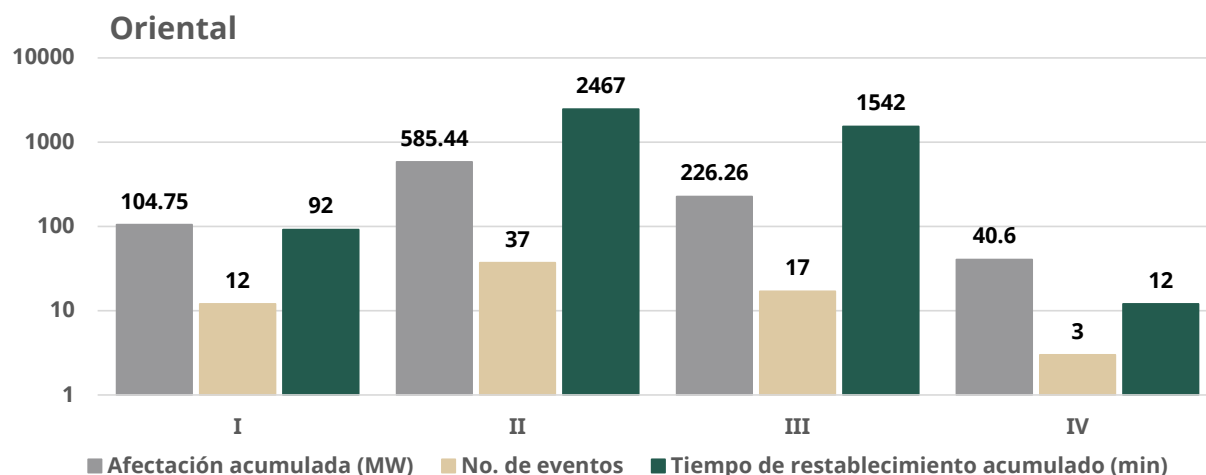
Figura 9. Eventos de desviación de tensión con afectación de carga por región en 2024, base trimestral.



(continúa en la siguiente página)



(continúa en la siguiente página)



Nota: La escala de los ejes verticales es logarítmica, lo que permite visualizar el número de eventos de forma clara en conjunto con la afectación y el tiempo promedio de restablecimiento.

Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Otra de las regiones donde se presentaron múltiples operaciones de los esquemas de protección por baja tensión, fue la **GCR Oriental** con 69 eventos, los cuales se presentaron principalmente en las zonas de Acapulco, Huatulco, Los Tuxtlas y Veracruz, aunque también se presentaron eventos en Tapachula, San Cristóbal, Oaxaca, Chilpancingo, Poza Rica, Xalapa, Teziutlán, Chontalpa y Villahermosa; las causas asociadas a los eventos en torno a las capitales y costas de Guerrero y Oaxaca son fallas en líneas de Transmisión (entre las subestaciones Pinotepa Nacional – Ometepec, Pinotepa Nacional – Santa Rosa, Agua Zarca – Ometepec, Agua Zarca – Cruz Grande, Cruz Grande – Papagayo, Quemado – Papagayo, Los Amates – Laguna de Tres Palos, Pochutla – Puerto Escondido y San Luis Acatlán - Malinaltepec), falla de interruptor de la SE Cruz Grande, desconexión de un circuito de la SE Ayutla y falla en las RGD; respecto a los eventos relacionados con el estado de Veracruz y localidades colindantes se reportan fallas en líneas de Transmisión (entre las subestaciones Acayucan – Rodríguez Clara, Acayucan – Hueyapan de Ocampo, Alvarado Dos – Tlacotalpan, Carlos A. Carrillo – Tlacotalpan, Catemaco – Hueyapan de Ocampo, Dos Bocas Ciclo Combinado – Infonavit, Tuxtepec Tres – Benito Juárez, Veracruz Dos – Santa Fe), así como fallas en elementos de las SE Alvarado Dos, Chilapan, San Andrés Dos, transferencia de carga de Mandinga y Paso del Toro a la zona Papaloapan y fallas en las RGD; el evento registrado en Tabasco se debió a una falla en la SE Tamulte, y los eventos ocurridos en Chiapas fueron por fallas en Líneas de Transmisión (entre las subestaciones Schpoiná – Comitán, Mapastepec – Belisario Domínguez, Puerto Madero – Cd. Hidalgo Chiapas, Tapachula Norte – Río Coatlán y Tapachula Potencia – Puerto Madero) y falla en las RGD. La afectación y duración promedio de los eventos de desviación de tensión registrados en la GCR Oriental en 2024 fue de 13.87 MW y alrededor de 59.5 minutos por evento. Para todos los eventos se reportaron desviaciones de tensión instantáneas de 0.86 p.u. (98.9 kV) referidos al nivel de tensión de 115 kV.

Por otro lado, las regiones Noreste, Noroeste, Occidental y Peninsular presentaron relativamente pocos eventos de este tipo. Los 11 eventos de la **GCR Noreste** ocurrieron en las zonas de Pánuco, Atlapexco y Nuevo Laredo, las causas asociadas fueron la salida de servicio de capacitores de la subestación Huejutla Dos y líneas de Transmisión (Huejutla Dos – Pantepec, Arroyo del Coyote – Falcón Mexicano y Pánuco – El Higo Dos); la afectación y duración promedio de estos eventos fue de 11.83 MW y 50.5 minutos; las desviaciones de tensión instantáneas registraron un promedio de 0.9136 p.u. en su mayoría referidas a barras de 115 kV y solo 2 eventos asociados al nivel de tensión de 138 kV. Los 12 eventos de la **GCR Noroeste** se presentaron en las zonas Caborca, San Luis, Culiacán, Guasave, Hermosillo, Los Mochis, Navjoa y Obregón, las causas asociadas fueron desconexión súbita de líneas de Transmisión (Caborca – Cerro Cañedo, Choacahui – Topolobampo Tres, Culiacán Tres – Sanalona, Culiacán Tres – Guamúchil Dos, Guasave – San Rafael

Ampliación, Hermosillo Cuatro – Hermosillo Seis, Navjoa – Pueblo Nuevo, Obregón Uno – Gamesa, La Higuera – Culiacán Cuatro, La Higuera – Culiacán Milenio, La Higuera – Costa Rica, Santa Ana – Maniobras Don Diego y Santa Ana – Oasis) así como fallas en las SE La Higuera, Carrizo, Culiacán Tres y Dynatec; la afectación y duración promedio de estos eventos fue de 83.39 MW y 3 minutos; las desviaciones de tensión instantáneas registraron un promedio de 0.8975 p.u. en su mayoría referidas a barras de 115 kV y solo 2 eventos asociados al nivel de tensión de 230 kV. Los 3 eventos de operación de esquemas de disparo automático de carga por bajo voltaje de la **GCR Occidental** ocurrieron en las zonas de Aguascalientes y Apatzingán, la afectación y duración promedio de estos eventos fue de 7.76 MW y 2 minutos, las tensiones instantáneas que se registraron fueron 109 kV (referida al nivel de 115 kV) y 62 kV (referida al nivel de 69 kV). Por último, los 5 eventos de la **GCR Peninsular** se presentaron en las zonas de Campeche, Carmen, Chetumal, Mérida, Motul, Riviera Maya, Ticul y Tizimín, las causas asociadas fueron pérdida de CEV en Escárcega, pérdida de línea de Transmisión Tabasco-Escárcega-Ticul, pérdida de red en Playa del Carmen, Riviera Maya y Chetumal y disparo automático de carga por baja tensión en Laguna de Términos, la afectación y duración promedio de estos eventos fue de 33.31 MW y 46 minutos; a diferencia de las otras regiones, la GCR Peninsular reportó valores instantáneos de sobretensión en promedio de 1.0468 p.u., así como caídas de tensión instantáneas en promedio de 0.9168 p.u., en su mayoría referidas al nivel de 115 kV y solo uno de los eventos fue asociado al nivel de 400 kV.

Por su parte, el **Sistema Interconectado Baja California** registró 10 eventos de operación de esquemas de protección por baja tensión, 8 de ellos en la zona San Luis Río Colorado, 1 en Mexicali y 1 en Ensenada; entre las causas asociadas se encuentran objetos sobre las líneas de Transmisión, fallas en alimentadores, maniobras operativas, indisponibilidad de recursos de potencia reactiva, vandalismo en aisladores y sistemas de tierras, entre otras que ocasionaron la desconexión súbita de algunos elementos; la afectación y duración promedio de estos eventos fue de 21.61 MW y 10 minutos; asimismo las sobretensiones instantáneas reportadas tuvieron un promedio de 1.052 p.u. y los bajos voltajes instantáneos registrados fueron en promedio de 0.8224 p.u. asociados en su mayoría al nivel de 34.5 kV y solo 3 de ellos al nivel de 13.8 kV.

Para conocer la evolución de los eventos de desviación de tensión en el periodo 2019 – 2024, véase Anexo 1.

2.1.4 Indicadores de Sostenibilidad

Una de las formas de identificar la evolución de la matriz de generación de energía eléctrica en el SEN en materia de Sostenibilidad es el indicador de la Componente de

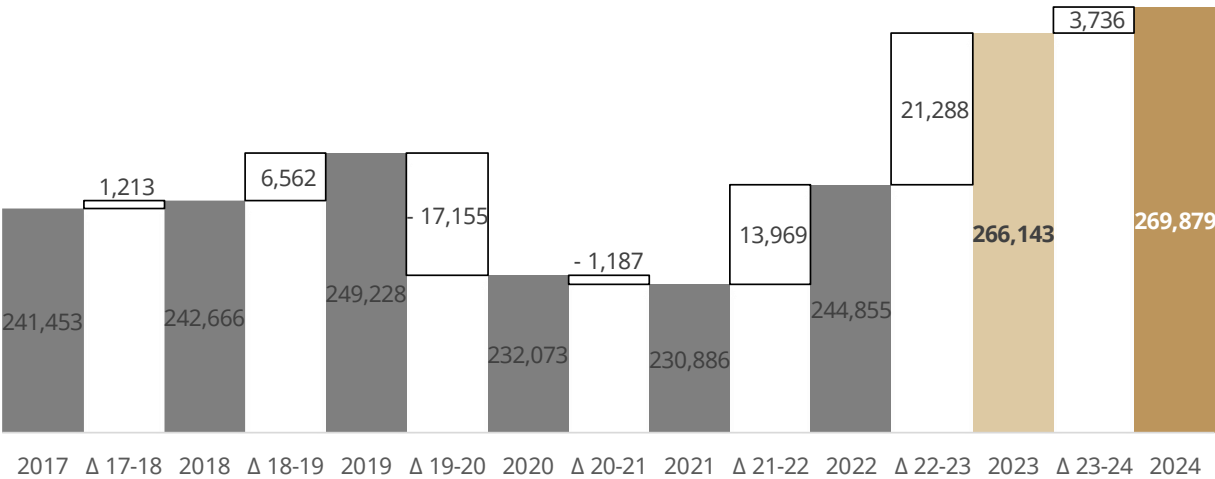
Generación Limpia (CGL) que representa la fracción de generación de energía eléctrica limpia en relación con el total de generación del SEN para un periodo anual, expresado en porcentaje. De esta forma, cuando la proporción de energía limpia crece con respecto a la generación total en el SEN, el indicador incrementa; este comportamiento puede ser resultado de la incorporación de generación eléctrica con tecnologías limpias, así como por la reducción de generación con tecnologías convencionales o ambas, entre otros factores, en el caso contrario, el indicador disminuye. En la Tabla 5 se muestra la evolución del indicador CGL para el periodo 2017 – 2024. La evolución de la generación eléctrica en este periodo refleja las condiciones de coyuntura derivadas de la contingencia sanitaria donde la demanda registró una contracción súbita en 2020 para posteriormente retomar su tendencia. En la Figura 10 y Figura 11 se puede observar este efecto sobre la generación del SEN, así como la evolución agrupada de la energía neta inyectada a la red por las tecnologías limpias y convencionales.

Tabla 5. Indicador de la Componente de Generación Limpia del SEN, 2017 – 2024.

2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TMCA 17-24 [%]
20.28%	21.89%	21.58%	25.70%	28.63%	26.68%	23.19%	23.40%	2.062

Fuente: Elaborado por la CNE con información del PLADESE 2025 – 2039.

Figura 10. Evolución de la generación de energía eléctrica convencional en el SEN, 2017 – 2024 [GWh].

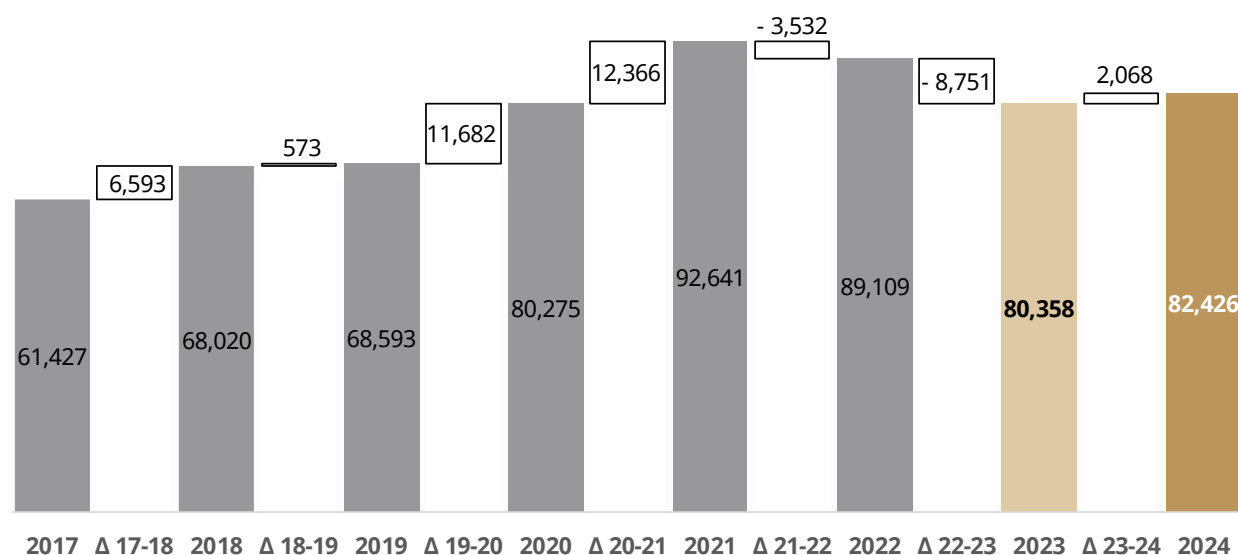


Fuente: Elaborado por la CNE con información del PLADESE 2025 – 2039.

De acuerdo con información del PLADESE, en comparación con el año 2023, la generación neta inyectada anual de energía limpia en 2024 registró un incremento de 2,068 GWh (+2.57 %), alcanzando los 82,426 GWh; asociado a un aumento en la generación de las tecnologías Hidroeléctrica (+3,191 GWh, +15.48 %), Solar Fotovoltaica (+430 GWh, +2.36 %), Bioenergía (+34 GWh, +6.81 %) y una disminución

de las tecnologías Eoloeléctrica (-713 GWh, -3.44 %), Geotermoeléctrica (-585 GWh, -14.06 %), Cogeneración eficiente (-224 GWh, -5.42 %) y Nucleoeléctrica (-65 GWh, -0.54 %). No obstante, la generación de Ciclo Combinado registró un incremento de 7,221 GWh (+3.51 %), alcanzando los 212,819 GWh; pero las demás tecnologías de energía fósil presentaron una reducción de 3,485 GWh (-5.76 %), solo la tecnología de Combustión Interna tuvo un incremento de 226 GWh (+6.24 %), mientras que disminuyó la generación de las tecnologías Carboeléctrica (-1,262 GWh, -8.87 %), Térmica Convencional (-2,130 GWh, -7.02 %) y Turbogás (-319 GWh, -2.59 %). En este sentido, la generación neta inyectada total en 2024 fue de 352,305 GWh compuesta por 60.41 % Ciclo Combinado, 8.01 % Térmica Convencional, 6.76 % Hidroeléctrica, 5.67 % Eoloeléctrica, 5.29 % Solar Fotovoltaica, 3.68 % Carboeléctrica, 3.41 % Turbogás, 3.40 % Nucleoeléctrica, 1.11 % Cogeneración eficiente, 1.09 % Combustión Interna, 1.02 % Geotermoeléctrica y 0.15 % Bioenergía. La evolución de esta generación se puede visualizar en la Figura 12.

Figura 11. Evolución de la generación de energía limpia en el SEN, 2017 - 2024 [GWh].

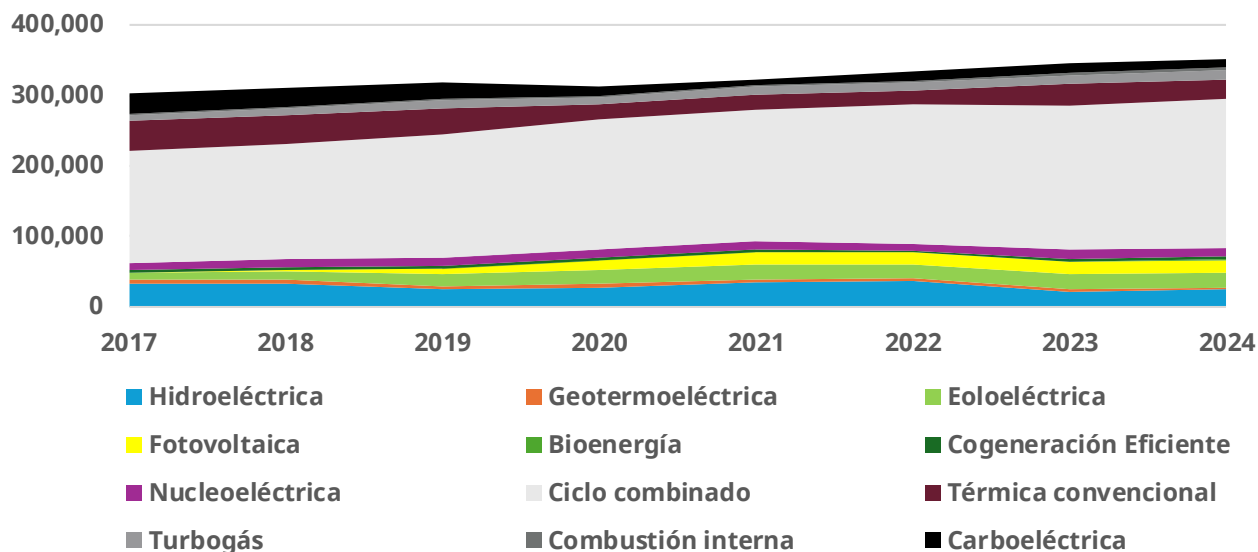


Fuente: Elaborado por la CNE con información del PLADESE 2025 - 2039.

Aunado a lo anterior, en lo que respecta a la capacidad instalada neta reportada de tecnologías limpias, en 2024 se incrementaron la Eoloeléctrica en 457 MW (+6.48 %) y la Solar Fotovoltaica en 584 MW (+7.82 %), en contraste disminuyeron la Bioenergía en 20 MW (-4.91 %) y la Cogeneración eficiente en 29 MW (-1.25 %), mientras que la Hidroeléctrica, Geotermoeléctrica y Nucleoeléctrica se mantuvieron sin cambios. Por su parte, tuvieron un incremento las tecnologías de Ciclo Combinado en 491 MW (+1.4 %) y Turbogás en 65 MW (+1.67 %) y se redujo la Combustión Interna en 12 MW (-1.65 %), siendo que la Térmica Convencional y la Carboeléctrica no presentaron variaciones. La capacidad instalada neta total se incrementó en 1,536 MW (+1.73 %) alcanzando los 90,543 MW (con 37 % energía limpia), por 39.39 % Ciclo Combinado,

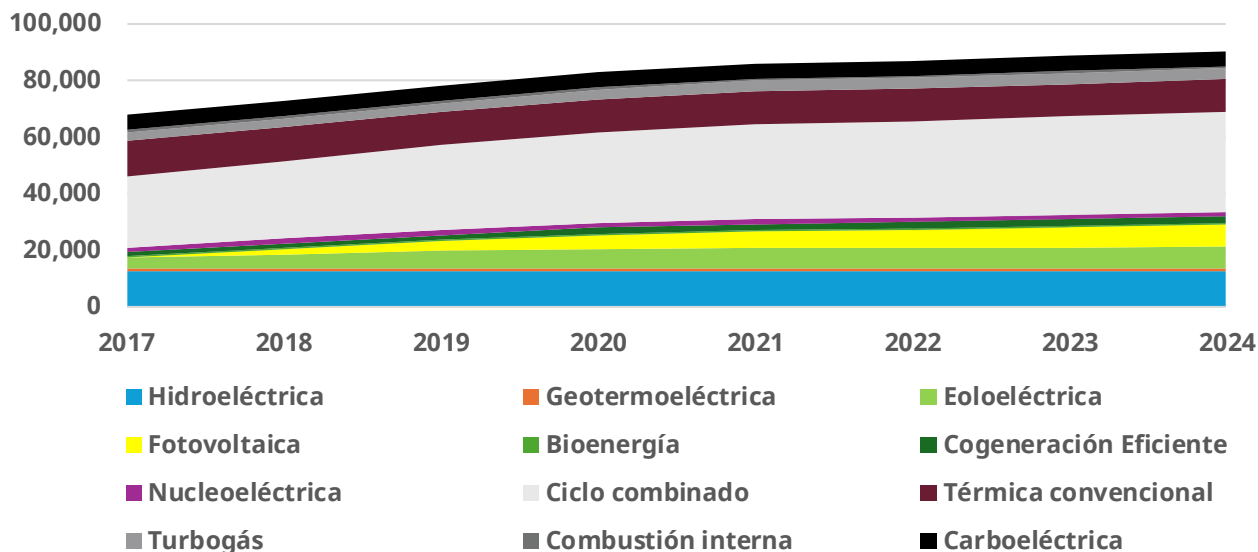
13.93 % Hidroeléctrica, 12.48 % Térmica Convencional, 8.89 % Solar Fotovoltaica, 8.30 % Eoloeléctrica, 6.03 % Carboeléctrica, 4.37 % Turbogás, 2.53 % Cogeneración eficiente, 1.78 % Nucleoeléctrica, 1.08 % Geotérmica, 0.79 % Combustión Interna y 0.43 % Bioenergía. La evolución de esta capacidad se ilustra en la Figura 13.

Figura 12. Evolución de la Generación Neta Inyectada por tipo de tecnología 2017 - 2024 [GWh].



Fuente: Elaborado por la CNE con información del PLADESE 2025 - 2039.

Figura 13. Evolución de la Capacidad Instalada Neta por tipo de Tecnología 2017 - 2024 [MW].



Fuente: Elaborado por la CNE con información del PLADESE 2025 - 2039.

En relación con las emisiones de bióxido de carbono (CO₂) asociadas a la generación de energía eléctrica en el SEN, se tiene otro indicador de Sostenibilidad denominado Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional. El indicador muestra el total de emisiones de CO₂ equivalente en toneladas por cada MWh de energía eléctrica

generada en el SEN. Este valor es indicativo de las emisiones que producen las tecnologías utilizadas en la mezcla de la generación de energía eléctrica que se inyecta al SEN, por lo que un incremento del indicador implica un mayor uso de tecnologías con altas emisiones. En la Tabla 6 se ilustra la evolución del Factor de Emisión del SEN para el periodo 2017 – 2024. Para la determinación de estos factores se consideran los tipos de combustibles disponibles en el país, de acuerdo con las metodologías emitidas por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).¹³

Tabla 6. Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2017 – 2024 [tCO₂e/MWh].

2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TMCA 17-24 [%]
0.582	0.527	0.505	0.494	0.423	0.435	0.438	0.444	-3.793

Fuente: Elaborado por la CNE con información del Registro Nacional de Emisiones.

El incremento en la generación de energía limpia y en el uso de tecnologías convencionales que, si bien queman combustibles fósiles, producen en proporción menos emisiones; así como la reducción en la utilización de tecnologías convencionales de altas emisiones; en la generación total del SEN, se ve reflejado en el valor negativo de la tasa media de crecimiento anual del factor de emisión en el periodo 2017 – 2024, no obstante, en el periodo 2022 a 2024 este índice ha presentado incrementos paulatinos, debido a incrementos en la generación total y convencional.

2.2 Disturbios en el SEN

A partir de la publicación en el DOF de la Resolución RES/550/2021, por la que se actualizó el Código de Red, se modificó la clasificación de los disturbios, quedando divididos en cuatro categorías descritas en el numeral 1.2 del Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa, las cuales se muestran en la Tabla 7. El cambio en la clasificación establece rangos diferenciados de afectación para carga y generación e intervalos donde su duración mayor a 5 minutos es una condicionante. En esta nueva clasificación los disturbios son ordenados conforme a su grado de afectación, partiendo de aquellos que no registraron afectaciones de carga o generación, seguidos de los Disturbios de Baja y Media Relevancia, y en la máxima categoría los de Alta Relevancia. En la Figura 14 se muestra un comparativo de la clasificación de los disturbios y su afectación entre las Resoluciones RES/151/2016 y RES/550/2021. El reporte de disturbios del SEN desde 2022 se realiza de acuerdo con la desagregación vigente.

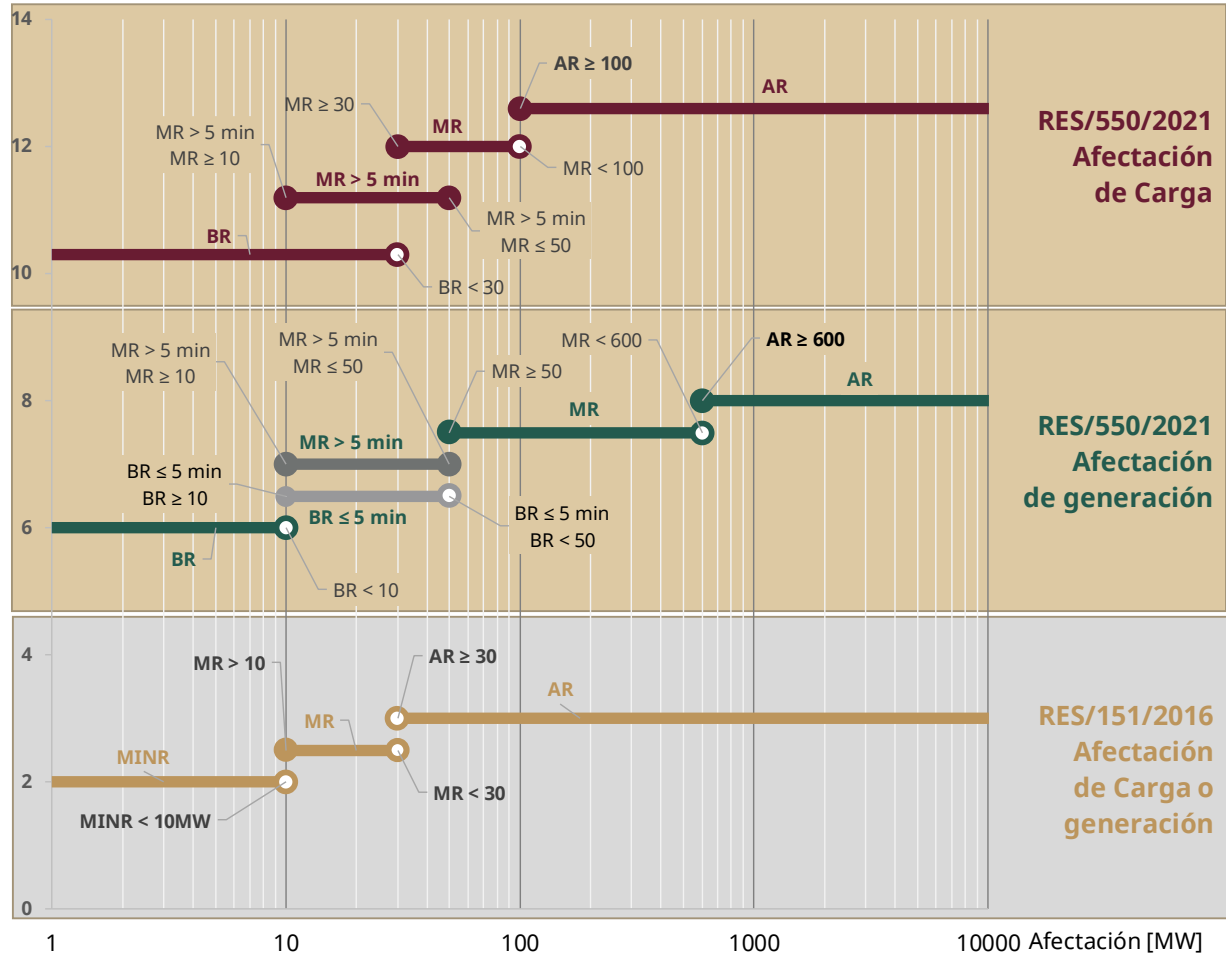
¹³ Véase artículo 14, fracción III, de la LPTE.

Tabla 7. Clasificación de los disturbios del SEN.

Tipo de Disturbio (RES/550/2021)	Afectación			
	Carga	Generación	Duración	Origen
Alta Relevancia (AR)	≥ 100 MW	≥ 600 MW	Independiente	Evento o caso fortuito
Media Relevancia (MR)	[30 MW, 100 MW)	[50 MW, 600 MW)	Independiente	Evento o caso fortuito
	[10 MW, 30 MW)	[10 MW, 50 MW)	> 5 minutos	Evento o caso fortuito
Baja Relevancia (BR)	Independiente	Independiente	Independiente	Desconexiones múltiples y desconexiones de CEV
	[10 MW, 30 MW)	[10 MW, 50 MW)	≤ 5 minutos	Evento o caso fortuito
Sin afectación de carga o generación (SA)	(0, 10 MW)	(0, 10 MW)	Independiente	Evento o caso fortuito
	0	0	Independiente	Eventos por: - Vandalismo - Maniobras erróneas - Personas accidentadas (ajenas al SEN) - Transitorios en LT (≥230 kV) - Sismos > 5° Richter

Fuente: Elaborado por la CNE con información del Código de Red.

Figura 14. Comparativo de la clasificación de los disturbios y su afectación.

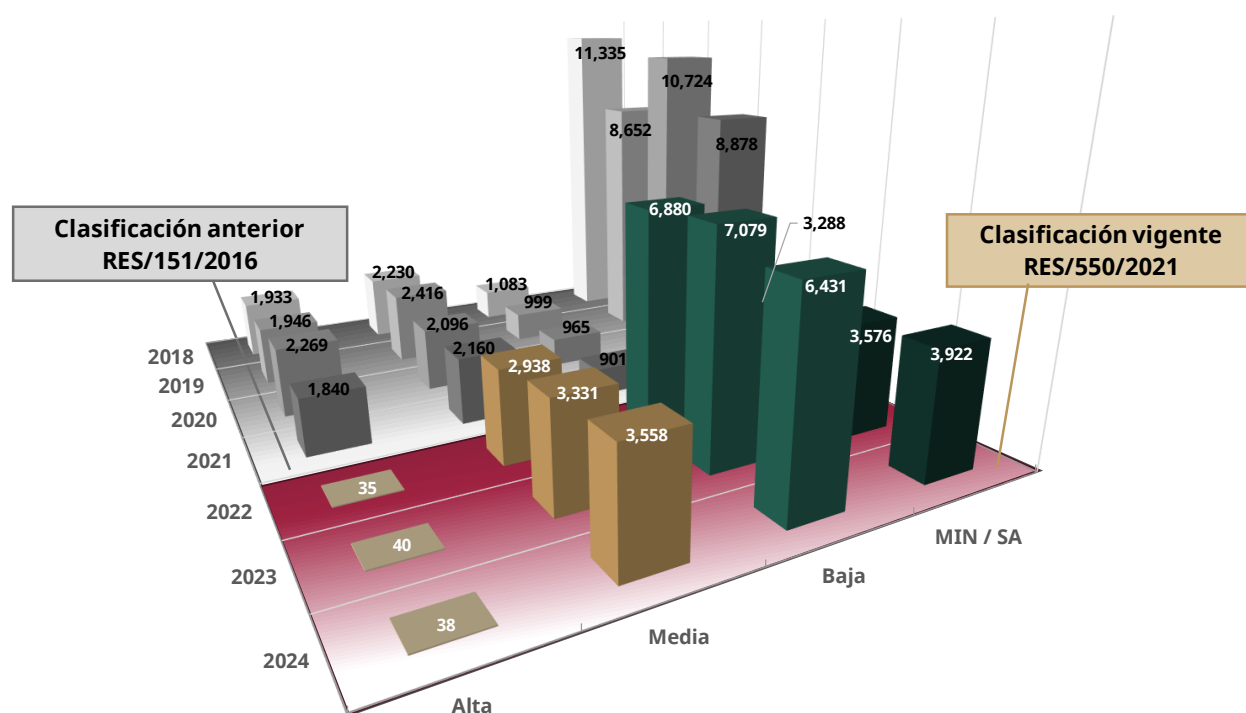


Fuente: Elaborado por la CNE con información de las resoluciones RES/151/2016 y RES/550/2021.

El resultado de la aplicación de esta clasificación es el traslado de una fracción de los antes denominados Disturbios de Alta Relevancia a la clasificación de Media Relevancia y una fracción de los disturbios con afectación de carga antes clasificados de Media y Mínima Relevancia pasan a la clasificación de Baja Relevancia. Cabe señalar que la clasificación anterior de Baja Relevancia excluía los eventos sin afectación, ya sea de carga o de generación, integrando exclusivamente eventos fortuitos o de fuerza mayor y maniobras erróneas.

Con base en lo anterior, en 2024 el SEN experimentó un total de 13,949 disturbios, de los cuales 38 (0.27 %) fueron de alta relevancia, 3,558 (25.51 %) de media relevancia, 6,431 (46.10 %) de baja relevancia y 3,922 (28.12 %) sin afectación de carga o generación. En la Figura 15 se muestra la evolución de los disturbios de 2018 a 2021 con la clasificación anterior y de 2022 a 2024 con la clasificación vigente.

Figura 15. Número de disturbios en el SEN clasificados por relevancia, 2018 – 2024.



Se muestran datos históricos con la clasificación de la resolución RES/151/2016 hasta 2021 y a partir de 2022 con la clasificación de la resolución RES/550/2021.

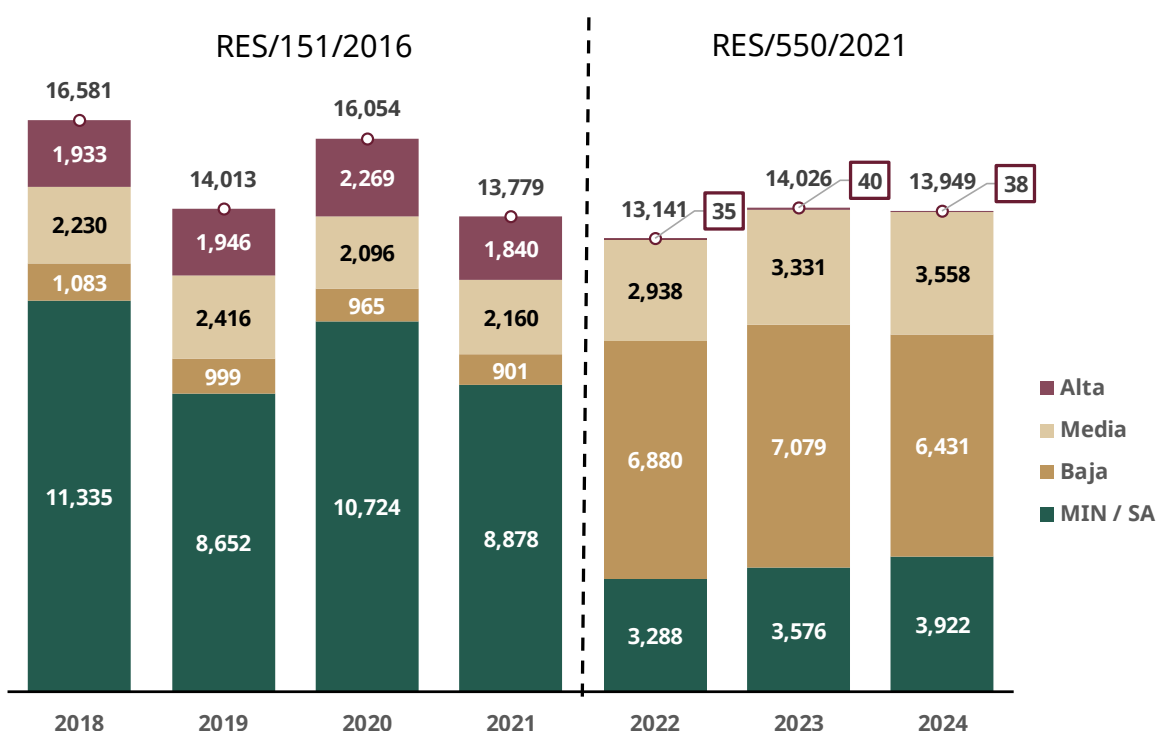
MIN = mínima relevancia; SA = Sin afectación de carga o generación.

Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

La cantidad anual de disturbios registrados en el SEN en el periodo 2018 – 2024 presenta una reducción a una tasa media de 2.84 %; asimismo, en 2024 el número total de disturbios se redujo 0.55 % en comparación con 2023 y se ubicó por debajo del promedio del periodo que corresponde a 14,506 disturbios. La Figura 16 muestra

la evolución de los disturbios en el periodo 2018 – 2024 y su redistribución por el cambio de clasificación. Esto dio como resultado que se tengan las siguientes tasas de crecimiento anual en el periodo 2018 – 2024 para las actuales categorías: -48.05 % para disturbios de Alta Relevancia, 8.10 % para disturbios de Media Relevancia, 34.57 % para disturbios de Baja Relevancia y -16.21 % para disturbios Sin afectación de carga o generación. Asimismo, en comparación con 2023, durante 2024 los disturbios de Alta y Baja Relevancia se redujeron en 5 % y 9.15 % respectivamente, no obstante, los disturbios de Media Relevancia y Sin afectación de carga o generación se incrementaron en 6.81 % y 9.68 % respectivamente.

Figura 16. Evolución de los disturbios en el SEN, 2018 – 2024.



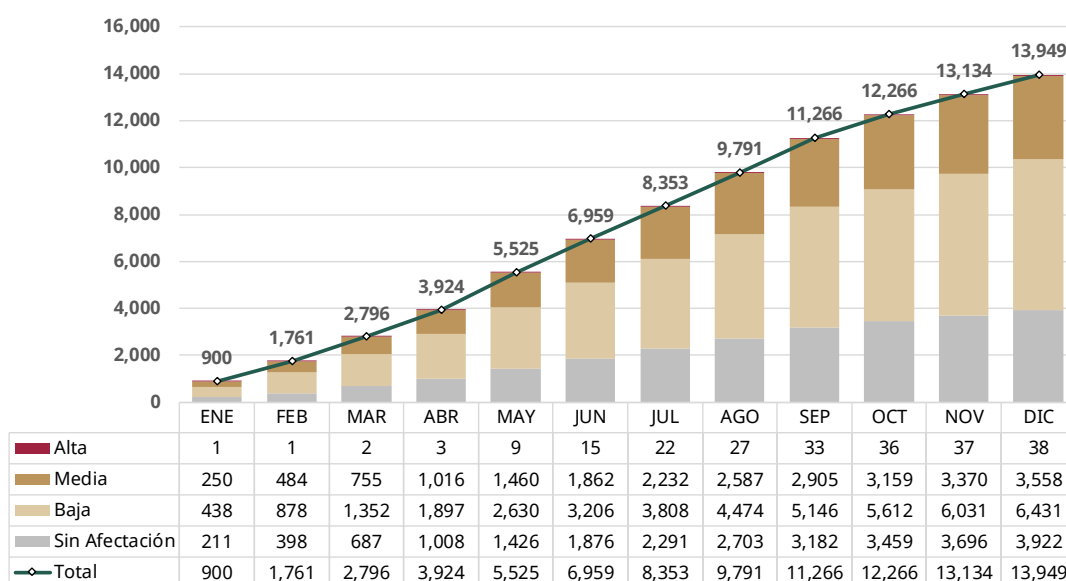
MIN = Mínima Relevancia, aplicable al periodo 2018-2021;

SA = Sin afectación, aplicable a partir de 2022.

Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Las causas de los disturbios suelen ser de diversa índole entre las cuales se pueden enunciar fallas en la infraestructura y equipos eléctricos, factores climáticos y meteorológicos, casos fortuitos, entre otros; la temperatura ambiente en algunas zonas del país se acentúa en torno al periodo de verano lo cual tiene un impacto directo en las condiciones de demanda máxima del SEN; por lo que, los meses de mayor temperatura suelen registrar incrementos en la cantidad de disturbios en sus diferentes categorías. En 2024, la mayor cantidad de disturbios se presentó en los meses de mayo a septiembre. La Figura 17, muestra la evolución mensual acumulada de los disturbios en 2024.

Figura 17. Evolución mensual acumulada de los disturbios del SEN por relevancia, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

2.2.1 Estados Operativos de Alerta y Emergencia del SEN

El CENACE, como encargado del Control Operativo del SEN, tiene la responsabilidad de vigilar las magnitudes físicas que determinan los estados operativos del sistema, conforme a lo establecido en el Código de Red. Para que el SEN se mantenga en EON, es necesario que ciertas variables como la tensión, la frecuencia, los ángulos y los flujos de potencia, así como la capacidad de transmisión, transformación y reserva de generación permanezcan dentro de los límites establecidos. Esto garantiza la confiabilidad del sistema ante la contingencia sencilla más severa, evitando la pérdida de elementos, equipos asociados o carga. En términos simples, un sistema que, haya enfrentado o no una contingencia severa y que continúa operando dentro de sus parámetros de diseño y operación sin pérdida de carga, se considera en EON.

Ahora bien, si en el sistema antes descrito se detecta que, ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa o afectación de alguna otra índole, este puede incursionar en una condición con riesgo potencial de inestabilidad o pérdida de carga, entonces se dice que el sistema se encuentra en EOA; así también si este sistema depende de un EAR. Entonces, el EOA en un sistema representa un estado de transición entre el EON y el EOE ya que la siguiente contingencia sencilla más severa o condición de estrés, conducirá al sistema a una condición de inestabilidad y su operación requerirá de la ejecución de acciones remediales, incluyendo la desconexión automática o manual de carga.

La cantidad de estados operativos diferentes al normal registrados en el SEN en 2024 fue de 334, de los cuales 285 correspondieron a EOA y 49 a EOE; el resultado anual comparado con lo reportado en 2023 fue equivalente a una reducción de 25.9 % respecto al total de estados operativos distintos al normal, donde los EOA disminuyeron 27.7 % y los EOE 14.0 %. En adición a lo anterior, las estadísticas para el periodo 2017-2024 presentan una tasa media de crecimiento anual de -16.7 % sobre el total de estados operativos distintos al normal, donde los EOA presentaron una tendencia a la baja de -18.1 %, no obstante, los EOE mostraron una tendencia al alza de 1.5 % considerando los valores extremos del periodo. En la Tabla 8 se muestra la evolución de los estados operativos del SEN diferentes al normal.

Tabla 8. Estados Operativos de Alerta y Emergencia en el SEN, 2017-2024.

Estado Operativo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Δ 23-24	Participación 2024	TMCA 17-24
de Alerta	1,156	1,404	1,823	1,808	2,170	1,321	394	285	-27.7%	85.3%	-18.1%
de Emergencia	44	77	108	51	123	70	57	49	-14.0%	14.7%	1.5%
Total	1,200	1,481	1,931	1,859	2,293	1,391	451	334	-25.9%	100.0%	-16.7%

Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Respecto a las causas que originaron los EOA en 2024 se tiene lo siguiente:

1. 129 EOA (45.26 % del total) ocurrieron por fallas en la RNT y las RGD.
2. 85 EOA (29.82 % del total) ocurrieron por fallas y/o degradación de unidades de generación.
3. 62 EOA (21.75 % del total) ocurrieron por retrasos y/o falta de infraestructura en la RNT.
4. 8 EOA (2.81 % del total) ocurrieron por condiciones climatológicas.
5. 1 EOA (0.35 % del total) se asoció a las elecciones.

En adición a lo anterior, 21 EOA (7.37 % del total) registraron un alcance de dos o más GCR y 36 EOA (12.63 % del total) registraron un alcance a nivel Sistema Interconectado Nacional, mientras que, de forma individual, las regiones con mayor cantidad de EOA declarados fueron el Sistema Interconectado Baja California con 71 (24.91 %) y las GCR Oriental con 43 (15.08 %), Noreste con 39 (13.68 %) y Occidental con 23 (8.07 %), todas determinadas en relación con el total de EOA del SEN. En la Figura 18 se muestran las principales causas de los EOA en el SEN en 2024.

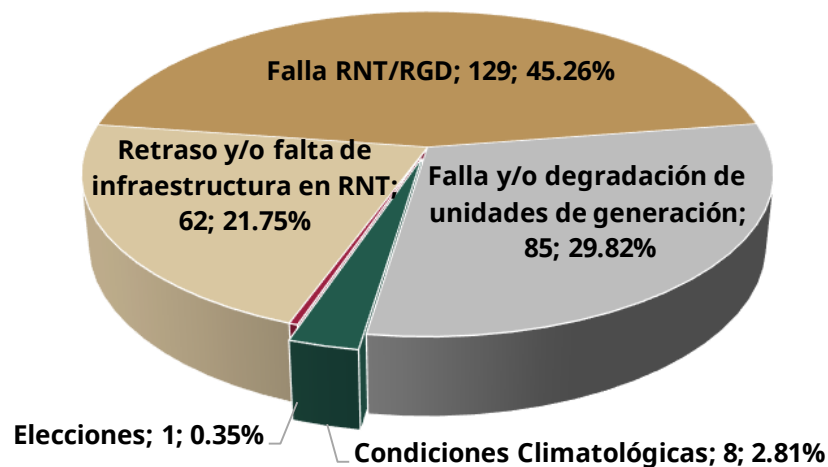
En cuanto a las causas que originaron los EOE en 2024 se observa lo siguiente:

1. 35 EOE (71.43 % del total) ocurrieron por fallas en la RNT y las RGD.
2. 8 EOE (16.33 % del total) ocurrieron por fallas y/o degradación de unidades de generación.
3. 5 EOE (10.20 % del total) ocurrieron por condiciones climatológicas.

4. 1 EOE (2.04 % del total) ocurrió por retrasos y/o falta de infraestructura en la RNT.

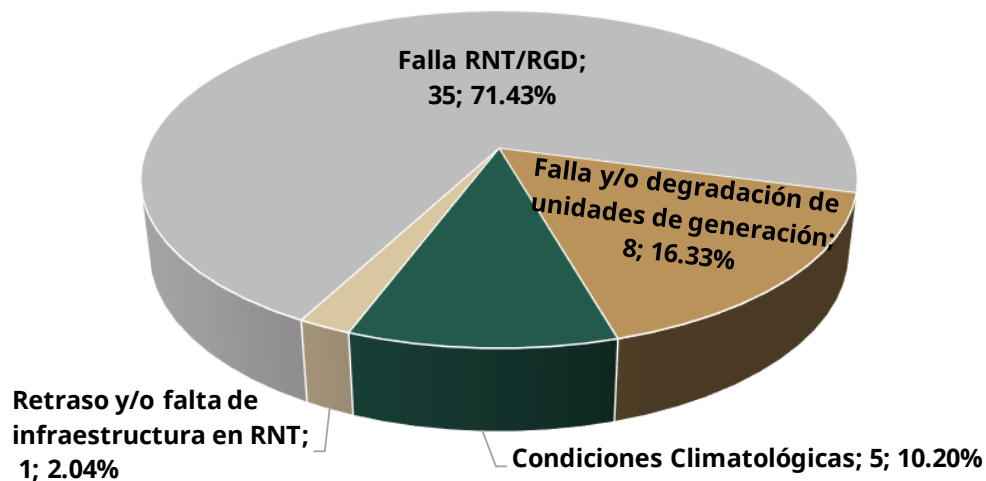
Estadísticamente, 2 EOE (4.08 % del total) registraron un alcance de dos o más GCR y 6 EOE (12.24 % del total) registraron un alcance a nivel Sistema Interconectado Nacional, mientras que, de forma individual, las regiones con mayor cantidad de EOE declarados fueron las GCR Oriental con 10 (20.41 %), Noreste con 8 (16.33 %) y Norte también con 8 (16.33 %), todas determinadas en relación con el total de EOA del SEN. En la Figura 19 se muestran las principales causas de los EOE declarados en el SEN en 2024.

Figura 18. Principales causas de los Estados Operativos de Alerta (EOA) en el SEN 2024. Declaratorias y su participación porcentual.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Figura 19. Principales causas de los Estados Operativos de Emergencia (EOE) en el SEN, 2024. Declaratorias y su participación porcentual.

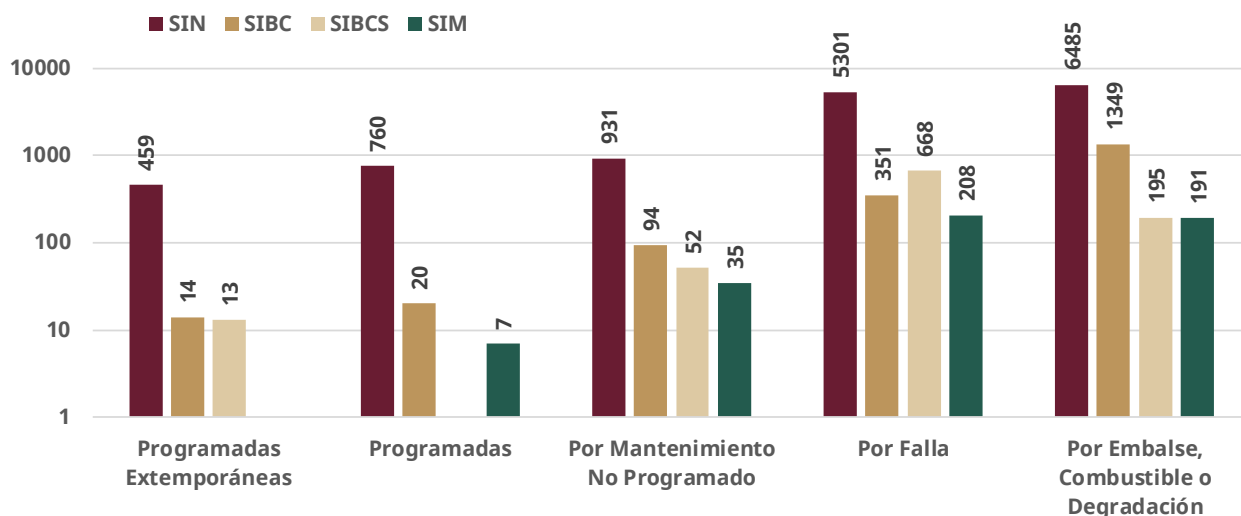


Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

2.2.2 Salidas de Unidades de Centrales Eléctricas

La continuidad y confiabilidad en la operación del SEN, implica que se deban realizar mantenimientos preventivos y correctivos, modificaciones, ampliaciones u otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento de los elementos, siendo el CENACE el encargado de la administración y autorización de las Licencias de salidas programadas y no programadas, forzadas o de emergencia conforme al Código de Red y las Reglas del Mercado. Las Salidas Programadas se concilian entre el CENACE y los representantes de las Centrales Eléctricas en el horizonte de planeación operativa de mediano plazo (un mes hasta tres años en adelante) de acuerdo con las necesidades de operación y mantenimiento de las instalaciones y las circunstancias operativas y de disponibilidad de elementos del SEN, procurando el cumplimiento con las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sostenibilidad. En este sentido, para las Salidas Programadas se generan Programas Trianuales Integrados de Salidas y Programas Trimestrales Integrados de Salidas, asimismo, se permite programar salidas de forma extemporánea a más tardar 15 días antes del inicio de cada mes. La Figura 20 muestra la cantidad de salidas de UCE registradas en 2024 y sus causas, la gráfica se encuentra en escala logarítmica debido a que el SIN por su extensión cuenta con un parque de generación mucho mayor en comparación con los sistemas de la Península de Baja California, motivo por el cual el SIN se analiza de forma regional más adelante.

Figura 20. Cantidad de Salidas de Unidades de Centrales Eléctricas por sistema y tipo en el SEN, 2024.

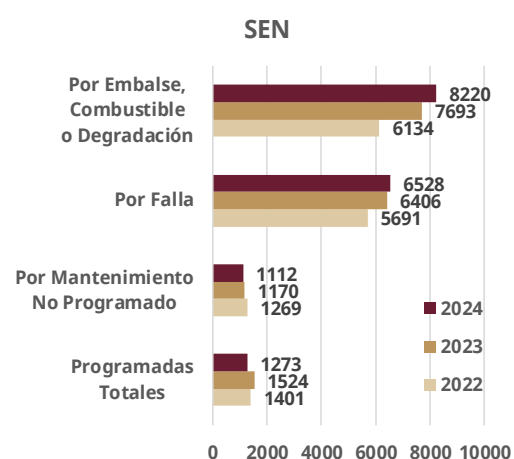


Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

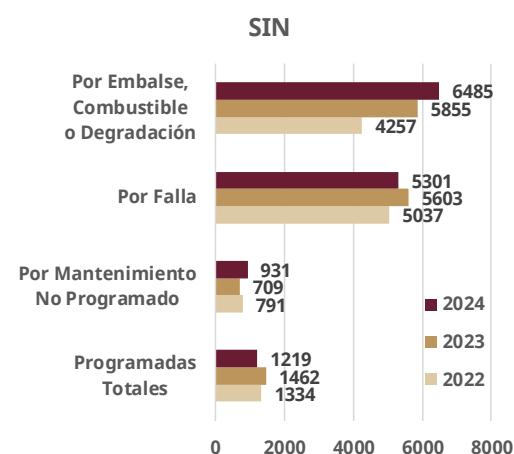
Por otro lado, las Salidas Forzadas y Licencias de Emergencia no forman parte del proceso de planeación y coordinación de programación de salidas y pueden originarse por razones técnicas o bien causas fortuitas, en este sentido, las fallas en elementos o equipos asociados se clasifican dentro de esta categoría, así como las

extensiones que se otorguen al mantenimiento de las Centrales Eléctricas en exceso del periodo programado para el retorno a operación, asimismo, una de las causas de indisponibilidad de generación y las limitaciones de capacidad en el SEN son la degradación de las Centrales Eléctricas y los retos que se pueden presentar en cuanto a la disponibilidad de energéticos primarios para generación de electricidad. Por lo anterior, resulta necesario monitorear las salidas, limitaciones o indisponibilidades de generación para contar con una idea clara de las capacidades reales con las que cuenta el sistema para el suministro de la demanda en el día a día con la finalidad de identificar incumplimientos o áreas de oportunidad, implementar mejores prácticas y optimizar la operación y planeación del sistema.

El total de salidas de UCE en el SEN reportadas para 2024, fue de 17,133 lo que representó un incremento de 2.02 % con respecto a lo registrado en 2023. Este incremento estuvo asociado al aumento de salidas de UCE por falla y por degradación, embalse o retos en el suministro de carbón, gas natural o combustóleo, las cuales mostraron un incremento de 1.9 % y 6.85 % respectivamente, en contraste, las salidas programadas y forzadas por extensión de mantenimiento, presentaron reducciones de 16.47 % y 4.96 %.



En una desagregación por sistema para 2024, en el SIN se registraron 13,936 salidas de UCE que representan el 81.34 % del total del SEN. Las principales causas asociadas a la mayor cantidad de salidas de UCE en el SIN fueron las limitaciones por degradación, embalse o retos en el suministro de combustible, las cuales corresponden a un 46.53 % de las salidas del SIN y se incrementaron en 10.76 % con respecto a 2023, en segundo lugar, se encuentran las fallas de equipos correspondientes al 38.04 % de las salidas del SIN, no obstante, estas disminuyeron en 5.39 % respecto a 2023.



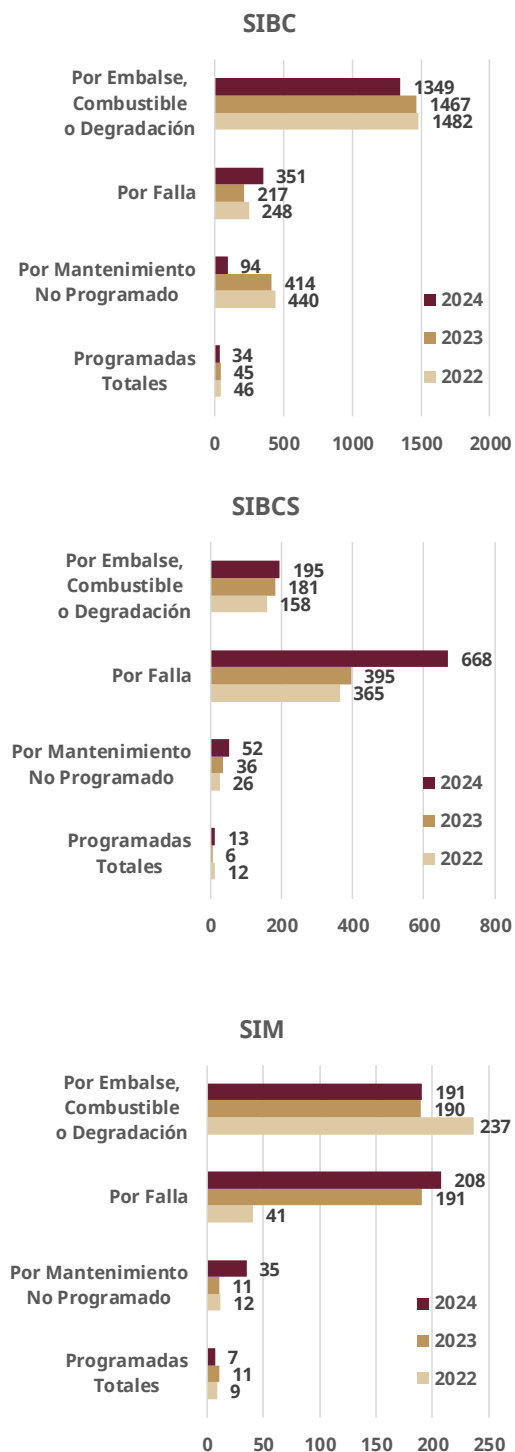
Para 2024 en el Sistema Interconectado de Baja California se registraron 1828 salidas de UCE que representan el 10.67 % del total del SEN. Las principales causas asociadas a la mayor cantidad de salidas de UCE en el SIBC fueron al igual que para

el SIN, las limitaciones por degradación, embalse o retos en el suministro de combustible, las cuales corresponden a un 73.8 % de las salidas del SIBC, no obstante, estas se redujeron en 8.04 % con respecto a 2023. Por otra parte, se resalta que en el SIBC las salidas forzadas por extensión de los mantenimientos programados se redujeron un 77.29 % en comparación con 2023, pasando de 414 a 94 salidas en esta categoría.

En 2024 en el Sistema Interconectado Baja California Sur se registraron 928 salidas de UCE que representan el 5.42 % del total del SEN. Las principales causas asociadas a la mayor cantidad de salidas de UCE en el SIBCS son las fallas de equipos correspondientes al 71.98 % de las salidas del SIBCS, asimismo, estas incrementaron en 69.11 % respecto a 2023. Particularmente en este sistema las estadísticas de 2022 a 2024 reflejan una tendencia al alza en todos los tipos de salidas no programadas.

Para 2024, en el SIM se registraron 441 salidas de UCE que representan el 2.57 % del total del SEN. Las principales causas asociadas a la mayor cantidad de salidas de UCE en el SIM fueron al igual que para el SIBCS las fallas de equipos correspondientes al 47.17 % de las salidas del SIM y se incrementaron en 8.9 % con respecto a 2023, en segundo lugar, se encuentran, las limitaciones por degradación, embalse o retos en el suministro de combustible, las cuales corresponden a un 43.31 % de las salidas del SIM, las cuales se incrementaron en 0.53 % respecto a 2023.

En el SIN, las condiciones operativas de las centrales de generación presentan diferencias entre las Gerencias de Control Regional que lo integran, sus características, tipos de tecnología, aspectos climáticos, disponibilidad de combustibles, magnitud de la demanda, aspectos sociales, variables operativas, planificación, entre otros, son factores que influyen en las salidas de las UCE. Es



común que una GCR de mayor complejidad determinada, entre otros factores, por la cantidad de unidades de generación instaladas en su zona de influencia, sus enlaces de transmisión y su nivel de demanda; presente estadísticamente un mayor número de salidas. Con base en lo antes mencionado, las GCR del SIN que en los últimos 3 años han registrado la mayor cantidad de salidas de UCE son la Noreste y la Oriental, cuyos enlaces y cantidad de unidades de generación son importantes; es de destacar que mientras la GCR Oriental presenta una tendencia a la baja en cuanto a su cantidad de salidas, la GCR Noreste presenta una tendencia al alza. En tercer lugar, se encuentra la GCR Central, en la cual el 53.33 % de sus salidas están asociadas a las limitaciones de por degradación de su parque de generación y también presenta una tendencia al alza en sus estadísticas.

En la Figura 21, se puede observar a nivel GCR la cantidad de salidas de operación de las UCE en el SIN registrada para 2024 y sus causas, la gráfica se encuentra en escala logarítmica para integrar los valores de las diversas regiones que componen el SIN.

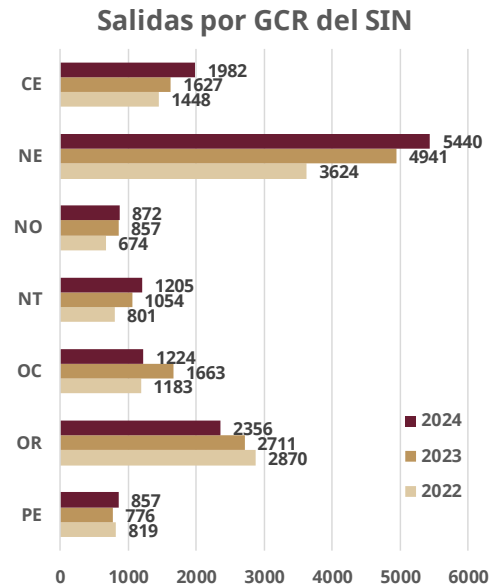
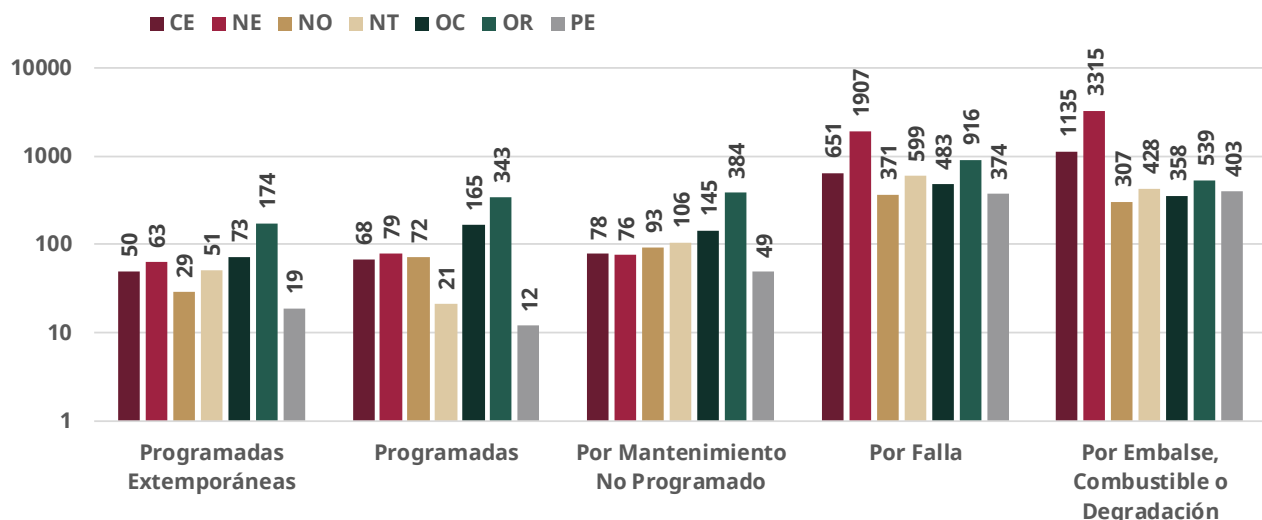


Figura 21. Cantidad de Salidas de Unidades de Centrales Eléctricas por GCR y tipo en el SIN, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

En el Anexo 2 se ilustran gráficamente las salidas que se presentaron a lo largo del 2024, incluyendo las capacidades registradas por tecnología.

2.2.3 Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas de las zonas de potencia

De acuerdo con la definición de horas críticas, la disponibilidad total de generación está determinada por la capacidad firme ofertada al MEM en el Mercado de Tiempo Real. Por esta razón, cualquier capacidad que no esté disponible ante el despacho instruido por el CENACE impacta directamente en la producción física horaria de las zonas de potencia, afectando su margen de reserva.

En las zonas de potencia del SEN, la identificación de las horas críticas contempla dos periodos, obedeciendo a las siguientes definiciones:

- A. Para el periodo comprendido al 2017, las 100 horas críticas correspondieron a las horas exactas de demanda máxima del sistema interconectado o zona de potencia correspondiente.
- B. Para el periodo abierto a partir de 2018, las 100 horas críticas serán las 100 horas de menores reservas totales de generación en el sistema interconectado o zona de potencia correspondiente.

En la Tabla 9, se muestra el resumen de las 100 horas críticas en las zonas de potencia del SEN para el periodo 2017-2024.

Durante 2024, las 100 horas críticas del SIN se presentaron en el periodo comprendido entre el 16 de abril y el 18 de junio, durante el lapso antes mencionado, la demanda firme promedió fue de 48,480.97 MW y el promedio de la generación disponible total fue de 49,006.06 MW, de esta forma la reserva de generación promedio fue de 525.09 MW. En la Figura 22 se observa el conteo de horas críticas correspondientes a 2024, que comenzó en el mes de abril y terminó en el mes de junio, que concentró el 51 % del total del SIN. La máxima reserva de generación registrada en el SIN dentro de las 100 horas críticas de este sistema fue de 3.09 %, mientras que la mínima reportada fue de -3.14 % (ver Figura 23) y el promedio obtenido en las 100 horas fue de 1.09 %. Estos valores respecto de lo registrado en 2023 presentan una reducción significativa siendo que, de acuerdo con lo establecido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional contenido en el Código de Red, el valor mínimo se colocó por debajo al límite establecido para el EON.

Para el caso de la zona de potencia de Baja California, las 100 horas críticas se registraron a partir del 02 de julio y hasta el 09 de septiembre con valores promedio de demanda firme de 3,256.37 MW y de generación disponible total de 2744.8 MW, para una reserva de generación media con valor de -825.47 MW. En la zona de potencia de Baja California Sur, las 100 horas críticas se registraron a partir del 01 de agosto y hasta el 31 de octubre con valores promedio de demanda firme de 585.29 MW y de generación disponible total de 647.15 MW, para una reserva de

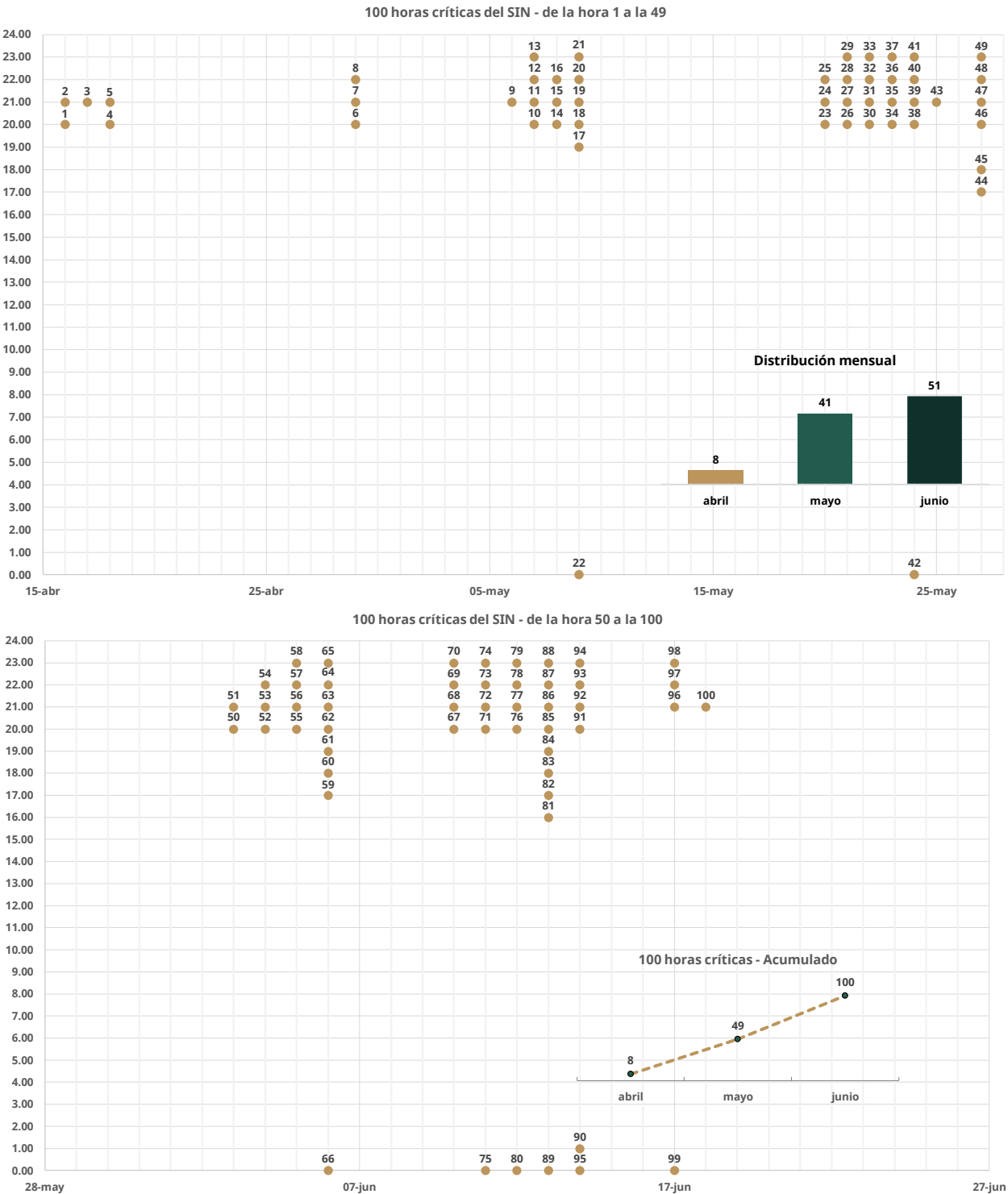
generación media con valor de 61.86 MW. Para los sistemas SIBC y SIBCS, la reserva mínima en cada sistema se reportó en -33.93 % y 0.78 %, respectivamente (ver Figura 24 y Figura 25). Estos valores no consideran la capacidad contratada mediante la implementación del protocolo correctivo que se aplicó en el 2024 en ambos sistemas.

Tabla 9. Resumen de las 100 horas críticas en las zonas de potencia que integran el SEN, 2017-2024.

Año ¹	Zona de Potencia	Periodo de ocurrencia (inicio - fin)	Distribución y frecuencia de las Horas Críticas																								Máximo [MW]	Mínimo [MW]	Promedio [MW]
			01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
2017	BCS	20-jul al 19-oct																									469.2	430.7	440.0
	BC	20-jun al 06-sep																									2,622.3	2,443.9	2,495.9
	SIN	17-may al 24-ago																									42,421.1	40,385.9	40,905.2
2018	BCS	06-jul al 06-oct																									64.8	-13.5	37.6
	BC	18-jul al 23-ago																									215.6	-2.8	145.0
	SIN	16-may al 24-jul																									2,562.1	204.2	1,997.0
2019	BCS	12-jun al 09-oct																									-0.7	-49.0	-15.6
	BC	28-jul al 06-sep																									177.1	-295.5	50.0
	SIN	02-may al 06-ago																									4,824.0	2,664.1	4,228.0
2020	BCS	20-jul al 23-oct																									170.7	89.3	133.7
	BC	21-jul al 01-oct																									1,300.1	147.3	442.0
	SIN	26-ago al 27-nov																									19,623.0	9,993.7	15,389.8
2021	BCS	12-jul al 08-nov																									65.7	-5.1	46.6
	BC	07-jul al 09-sep																									-30.2	-496.9	-163.1
	SIN	21-ago al 11-nov																									9,181.3	5,636.7	8,125.3
2022	BCS	28-jun al 21-nov																									30.4	-17.5	15.5
	BC	18-jul al 08-sep																									-247.1	-969.2	-538.3
	SIN	04-abr al 30-ago																									6,741.3	2,966.3	5,638.8
2023	BCS	18-jul al 03-nov																									-40.0	-136.3	-58.3
	BC	15-jul al 12-sep																									-273.3	-768.2	-390.9
	SIN	27-mar al 05-oct																									3,478.8	437.4	2,617.4
2024	BCS	01-ago al 31-oct																									81.9	4.5	61.9
	BC	02-jul al 09-sep																									-680.4	-1,126.7	-825.5
	SIN	16-abr al 18-jun																									1,399.7	-1,558.1	525.1

¹ Posterior al 2017 la metodología para determinar las 100 horas críticas se modificó conforme a las Reglas del Mercado. Para 2017, los máximos, mínimos y promedios corresponden a la mayor demanda que se presentó en la zona de potencia correspondiente, mientras que, a partir de 2018, con el cambio de metodología corresponden al menor nivel de reserva de generación. Las barras graficadas representan, por año y zona de potencia, la frecuencia con la que cada hora del día se registra como crítica en el periodo de ocurrencia, en color rojo se muestran las horas de mayor frecuencia. Los valores negativos de las reservas representan déficits en los recursos disponibles para satisfacer la demanda más el requerimiento de reservas en dichas horas. Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Figura 22. Ocurrencia de las 100 horas críticas del SIN en 2024. Fecha y hora.

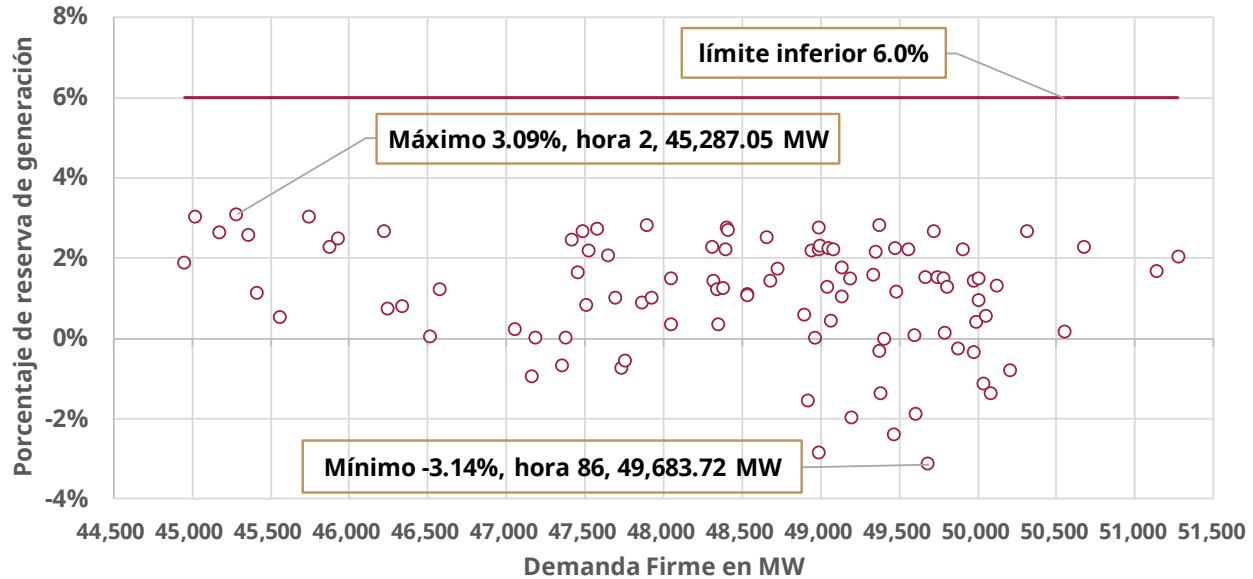


Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

En la Figura 23, Figura 24 y Figura 25 se muestra la reserva de generación de las zonas de potencia del SIN, Baja California y Baja California Sur durante sus

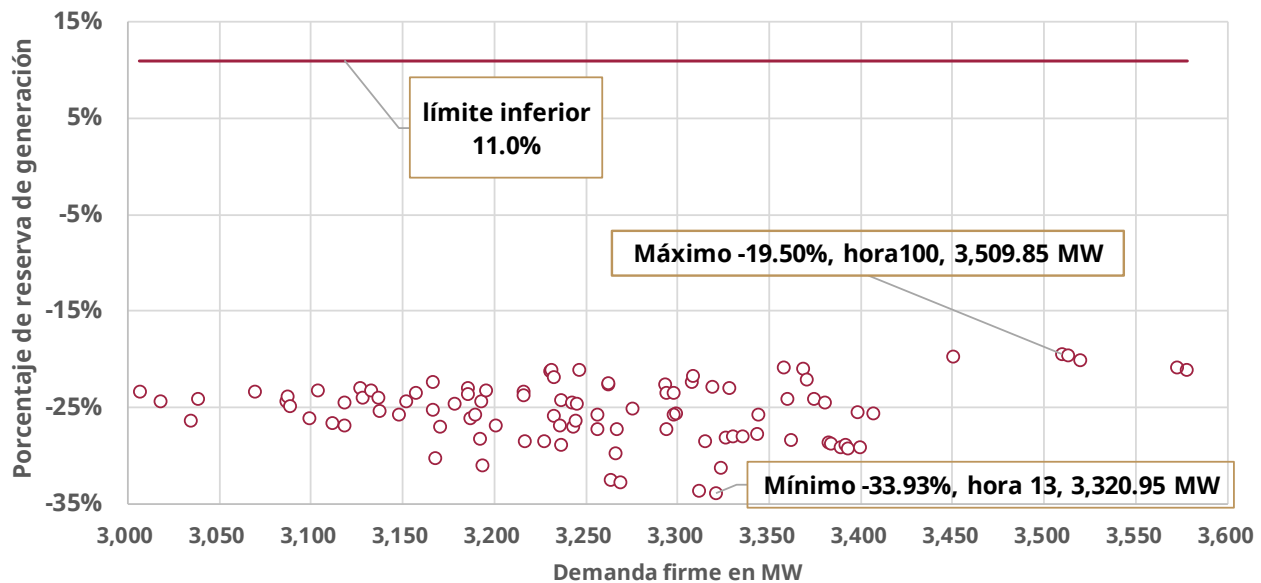
correspondientes 100 horas críticas, con relación al nivel de demanda firme que se registró y respecto del límite establecido en la regulación.

Figura 23. Reserva de generación en las 100 horas críticas del SIN con respecto a la demanda firme [porcentaje].



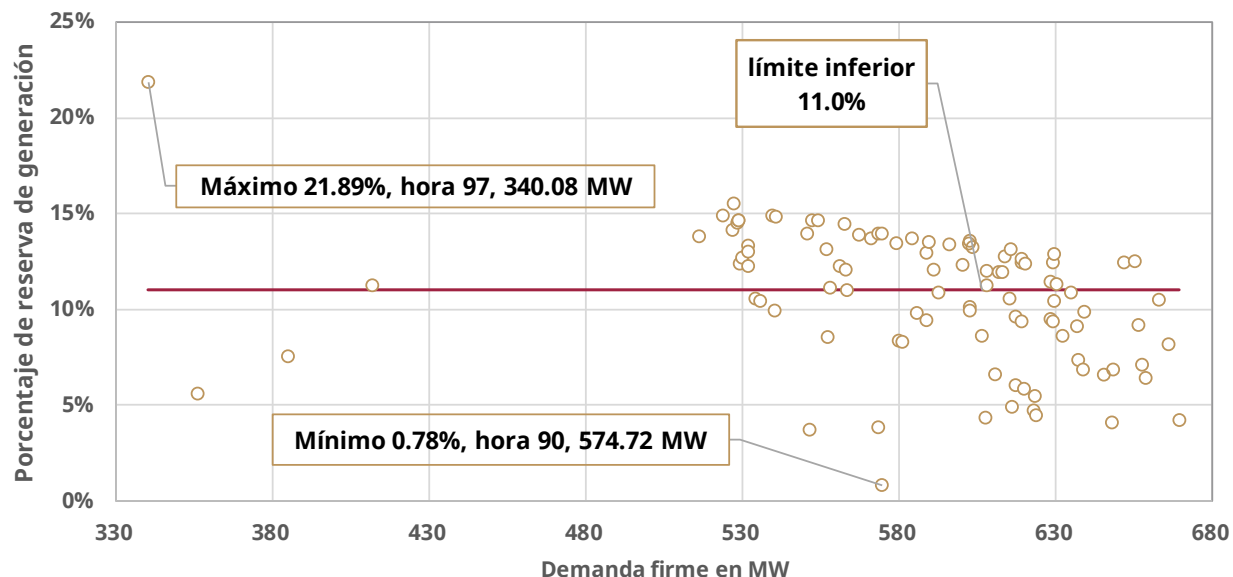
Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Figura 24. Reserva de generación en las 100 horas críticas de la zona de potencia Baja California con respecto a la demanda firme. [porcentaje]



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Figura 25. Reserva de generación en las 100 horas críticas de la zona de potencia Baja California Sur con respecto a la demanda firme. [porcentaje]



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Se observa que todas las zonas de potencia requieren reducir la indisponibilidad de su generación y/o la adquisición de capacidad para satisfacer la demanda más los requerimientos de reservas en las horas críticas de cada sistema.

2.2.4 Indisponibilidad de combustibles, embalses y degradación de unidades

Como se mencionó anteriormente, en los sistemas que componen el SEN, se pueden presentar circunstancias de degradación en la maquinaria y equipos, así como retos en la administración y disponibilidad de embalses y en el suministro de combustibles, los cuales implican la salida o indisponibilidad de Unidades de Central Eléctrica y en consecuencia se deja de inyectar energía a la red. La estimación de energía que se deja de suministrar al SEN deriva de la capacidad de las UCE que se ven afectadas por estas condiciones y el tiempo que las unidades permanecieron inactivas por esta causa en el año que se analiza.

Es evidente que aun estando disponibles las UCE, los valores estimados representan valores máximos, considerando que las unidades operaran a plena carga durante todo el periodo y sin algún tipo de afectación, es decir, considerando que fueran asignadas y despachadas de forma continua a su máxima capacidad, lo cual no es siempre factible por diversos factores. En la Tabla 10 se muestra la indisponibilidad de generación estimada en GWh cuya causa se asocia a retos en el suministro de gas natural, segmentado por GCR y en una base mensual ya que este es el principal combustible utilizado para la generación de electricidad en México, por lo que resulta relevante monitorear las restricciones en su suministro para esta actividad.

Tabla 10. Estimación de generación indisponible por falta de gas natural en el SEN, con base mensual, 2024 [GWh].

GCR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Central	0.05	-	0.53	2.46	0.18	-	24.80	6.42	18.76	-	90.92	65.38	209.49
Noreste	773.10	605.07	512.28	522.21	184.69	5.06	-	7.79	8.19	66.31	58.93	21.45	2,765.08
Noroeste	-	58.77	-	1.26	7.24	-	-	-	-	40.87	0.22	1.63	109.99
Norte	5.76	-	135.06	76.38	13.11	29.63	20.10	52.82	89.68	135.77	83.97	33.20	675.49
Occidental	227.82	244.88	262.08	260.90	193.77	-	-	-	-	-	-	-	1,189.46
Oriental	-	-	4.87	13.69	7.01	-	-	-	-	-	-	8.80	34.37
Peninsular	35.19	2.34	66.72	110.29	93.60	41.12	27.12	31.02	16.42	38.52	79.49	38.44	580.29
SIN	1,041.92	911.06	981.54	987.19	499.60	75.81	72.03	98.05	133.06	281.47	313.53	168.89	5,564.15
Baja California	-	-	-	5.27	8.88	-	-	-	-	-	-	-	14.15
SEN	1,041.92	911.06	981.54	992.46	508.48	75.81	72.03	98.05	133.06	281.47	313.53	168.89	5,578.30

Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Las GCR con mayor indisponibilidad de generación por falta de gas natural en 2024 fueron la Noreste (49.57 %), Occidental (21.32 %), Norte (12.11 %) y Peninsular (10.40 %), sumando 93.4 % del total estimado. Fuera del SIN, sólo el SIBC registró faltantes de gas natural. Adicionalmente, en la Tabla 11 se muestra para 2024 la estimación de la indisponibilidad de generación asociada a las diversas causas mencionadas al inicio de este apartado, segmentada por región del SEN.

Tabla 11. Estimación de generación indisponible por falta de combustibles, degradación y administración de embalses en el SEN, 2024. [GWh].

GCR	Carbón	Gas natural	Degradación	Embalse	Total
Central	7.6	209.5	6,990.3	848.9	8,056.3
Noreste	12,072.6	2,765.1	5,534.4	-	20,372.1
Noroeste	-	110.0	591.7	3,237.0	3,938.7
Norte	-	675.5	854.8	-	1,530.3
Occidental	-	1,189.5	2,837.4	1,939.3	5,966.1
Oriental	-	34.4	1,066.0	2,232.2	3,332.5
Peninsular	-	580.3	441.2	-	1,021.5
SIN	12,080.2	5,564.2	18,315.8	8,257.4	44,217.5
Baja California	-	14.2	826.4	-	840.6
Baja California Sur	-	-	330.2	-	330.2
Mulegé	-	-	118.1	-	118.1
SEN	12,080.2	5,578.3	19,590.6	8,257.4	45,506.5

Nota: La generación neta inyectada al SEN en 2024 fue de 352,301 GWh.

Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Como se puede apreciar, la principal causa de limitaciones de generación en el SEN distinta a las fallas, es la degradación de las unidades de generación, es decir, el efecto de las condiciones ambientales y del paso del tiempo, entre otros, sobre la maquinaria y equipo, lo que conlleva a un derrateo de capacidad, en segundo lugar se encuentran los retos en el suministro de carbón para la generación de electricidad en la región Noreste del país, no obstante, esta condición debe ser monitoreada también desde la perspectiva de la descarbonización de la matriz energética. En tercer lugar, se ubican los retos en la administración de los recursos hídricos de las centrales hidroeléctricas y finalmente se encuentran las indisponibilidades por retos en el suministro de gas natural.

2.2.5 Principales disturbios en el SEN en 2024

Los disturbios, definidos y clasificados por el Código de Red, son eventos que alteran las condiciones normales de operación del SEN. Estos pueden afectar, de manera total o parcial, los elementos que lo integran, llegando incluso a provocar interrupciones en el suministro eléctrico. Dado que el origen de los disturbios es altamente diverso, su análisis se facilita mediante una clasificación por categorías, como se especifica en el numeral 2.2 de este capítulo.

Conforme a la información proporcionada por el CENACE, durante el 2024 se registraron 13,949 disturbios en toda la cadena de valor, de los cuales 3,920 impactaron directamente la carga eléctrica, generando una afectación total de 55,532.417 MWh, con una afectación promedio de 14.17 MWh, una mediana de 0.65 MWh y una desviación estándar de 58.14 MWh; no obstante, la máxima afectación registrada individualmente fue de 1351.016 MWh el 07 de mayo de 2024, en este día del año ocurrió el mayor número de disturbios con interrupción de carga, registrándose un total de 65 eventos y una afectación total de 3,339.67 MWh, lo cual coincidió con diversos Estados Operativos de Alerta y Emergencia por Reserva Operativa menor al 6 % en el Sistema Interconectado Nacional en relación con las altas temperaturas e indisponibilidades de generación, entre otras condiciones operativas que se presentaron en dicha fecha.

Las 10 zonas con mayor afectación acumulada de forma individual fueron las zonas de Cuauhtémoc (6,141.27 MWh), Casas Grandes (2,891.04 MWh) y Laguna (1,534.75 MWh) en la GCR Norte, las zonas de Monterrey (3,462.99 MWh), Saltillo (1,963.15 MWh) y Tampico (1,450.03 MWh) en la GCR Noreste, Riviera Maya (2,590.83 MWh) en la GCR Peninsular, Coatzacoalcos (1,929.69 MWh) en la GCR Oriental, Mexicali (1,616.55 MWh) en el Sistema Interconectado Baja California y Culiacán (1,358.98 MWh) en la GCR Noroeste. Las 10 zonas con mayor cantidad de eventos registrados fueron Casas Grandes (202), Camargo (129), Cuauhtémoc (127) y Laguna (109) en la GCR Norte, Los Cabos (139) en el Sistema Interconectado Baja California Sur, Coatzacoalcos (124) en la GCR Oriental, Monterrey (114), Matamoros (109) y Huasteca (82) en la GCR Noreste y Campeche (79) en la GCR Peninsular. El Sistema Interconectado Mulegé registró una afectación total de 171.93 MWh y 46 eventos. Las GCR con mayor afectación y cantidad de eventos fueron las GCR Norte (13,535.25 MWh y 698 eventos) y Oriental (1,021 eventos y 13,428.47 MWh) respectivamente. Las GCR con mayor duración promedio de estos disturbios fueron la Peninsular con 2.58 horas por evento y la Noreste con 2.51 horas por evento. Los meses de mayo a agosto de 2024 registraron el mayor número de eventos por mes, lo cual coincide con el periodo de alta demanda del SEN.

En la Tabla 12 se muestran los 10 disturbios con mayor afectación de carga en 2024 indicando la región en la que ocurrieron, clasificación, fecha y hora de inicio, zonas

afectadas, afectación en MWh, duración en horas, minutos y segundos, así como las causas reportadas por el CENACE.

Tabla 12. Diez principales disturbios del SEN de acuerdo con su afectación, 2024.

Fecha	GCR	Relevancia	Zonas afectadas	Afectación (MWh)	Duración	Descripción
07 de mayo 17:29:00	Occidental	ALTA	AGUASCALIENTES, CELAYA, FRESNILLO, JIQUILPAN, LEÓN, MANZANILLO, MATEHUALA, QUERÉTARO, SAN JUAN DEL RÍO, SAN LUIS POTOSÍ, TEPIC, VALLARTA, ZACAPU, CHAPALA, HIDALGO, REFORMA	1,351.0	05:37:00	[E1] DISTURBIO-SISTEMA
15 de septiembre 01:25:18	Noreste	BAJA	MONTERREY	1,344.4	336:00:00	[E2] FORTUITO
06 de febrero 06:32:00	Noreste	MEDIA	SALTILLO	1,298.8	54:07:00	[E3] FALLA TÉCNICA
09 de abril 23:03:08	Oriental	MEDIA	TUXTLA, VILLAHERMOSA	955.3	14:24:52	[A3] CONDUCTOR
23 de mayo 19:32:19	Oriental	ALTA	MORELOS, ORIZABA, VERACRUZ	678.8	03:23:32	[E1] DISTURBIO-SISTEMA
09 de julio 16:04:08	Noreste	MEDIA	TAMPICO	516.4	43:45:32	[E2] FORTUITO
05 de septiembre 21:53:00	Oriental	MEDIA	COATZACOALCOS	500.8	25:18:00	[E3] FALLA TÉCNICA
29 de mayo 17:41:33	Noreste	MEDIA	MONTEMORELOS	490.1	07:32:20	[A3] CONDUCTOR
11 de enero 02:06:05	Baja California	MEDIA	MEXICALI	480.8	07:44:33	[E2] FORTUITO
15 de junio 00:46:00	Noreste	MEDIA	MATAMOROS	457.8	76:18:00	[E3] FALLA TÉCNICA

Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

2.3 Aplicación del Protocolo Correctivo

Este mecanismo de adquisición de potencia se aplica cuando existen condiciones inminentes de racionamiento que pueden afectar el suministro de energía eléctrica a los usuarios y dicha situación no pueda resolverse con los mecanismos previstos en las Bases del Mercado Eléctrico. En el 2024, el Protocolo Correctivo se aplicó en los siguientes sistemas eléctricos:

- a) Sistema Interconectado Baja California¹⁴, y

¹⁴ Base 2.1.125 Sistema Interconectado Baja California: Sistema interconectado que abastece las comunidades de los municipios de Ensenada, Tijuana, Tecate, Mexicali en el Estado de Baja California y San Luis Río Colorado en el Estado de Sonora, interconectado con el WECC y aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California Sur y del Sistema Interconectado Mulegé.

- b) Sistema Interconectado Baja California Sur¹⁵.

Las causas que originaron su aplicación en ambos sistemas son:

- a) Indisponibilidad de Unidades de Central Eléctrica,
- b) Degradación en las capacidades de generación de las UCE existentes,
- c) Incremento de la demanda del sistema, y
- d) Falta de nuevos recursos de generación.

La aplicación de este mecanismo deriva de la condición de cumplimiento de los siguientes criterios establecidos en el Código de Red:

- a) **Criterio OP - 39:** El CENACE debe mantener la Reserva de Planeación y la Reserva Operativa en los niveles establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red, para que el SEN maximice el tiempo de Estado Operativo Normal y evitando los Estados Operativos de Alerta o Emergencia.
- b) **Tabla 1.1.6** Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN, del Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional.

A continuación, se describe la información relacionada con la aplicación de este mecanismo en cada sistema eléctrico.

2.3.1 Sistema Interconectado Baja California

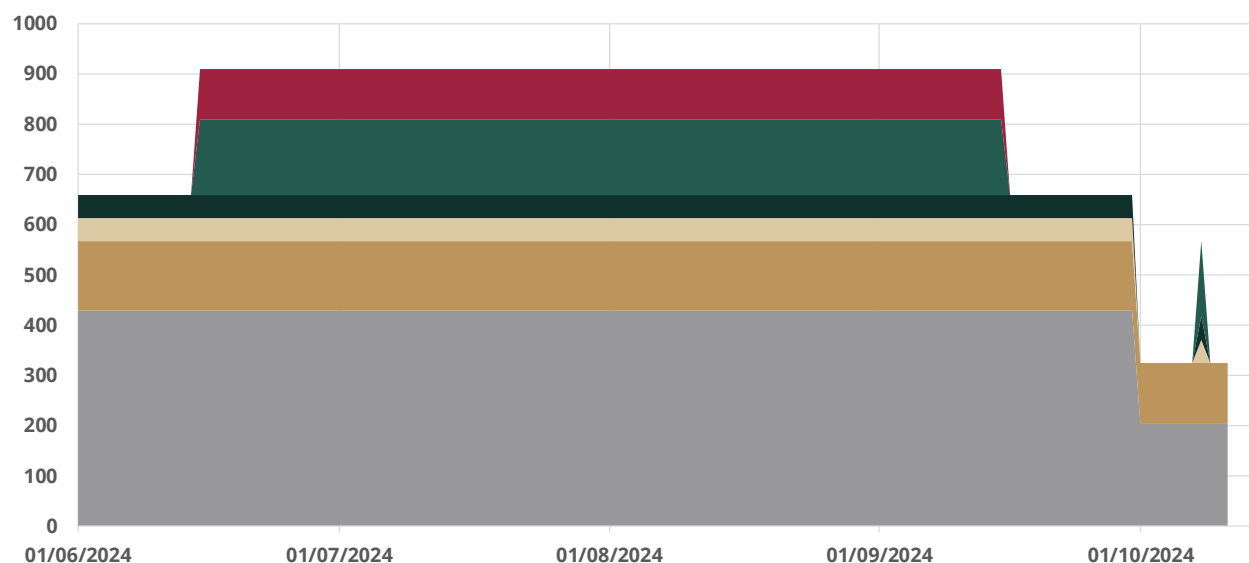
En la Figura 26 se muestra la capacidad de generación adquirida mediante el Protocolo Correctivo para el SIBC, así como las fechas de inicio y fin de operación de las distintas Centrales Eléctricas que participaron. La potencia total adquirida alcanzó los 910 MW.¹⁶ Asimismo, durante la aplicación del Protocolo Correctivo se realizaron las siguientes importaciones de energía eléctrica por Confiabilidad o emergencia:

- a) 246,824 MWh del Mercado del CAISO.

¹⁵ Base 2.1.127 Sistema Interconectado Baja California Sur: Sistema interconectado que abarca desde Loreto hasta Los Cabos y que se encuentra aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California y del Sistema Interconectado Mulegé.

¹⁶ La información publicada por el CENACE relacionada con la aplicación de este protocolo se puede consultar en el siguiente enlace: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ProtocoloCorrectivoBCA2024.aspx>.

b) 33,705 MWh de la corporación pública Imperial Irrigation District.

Figura 26. Capacidad de generación (MW) adquirida por Protocolo Correctivo para el SIBC, 2024.

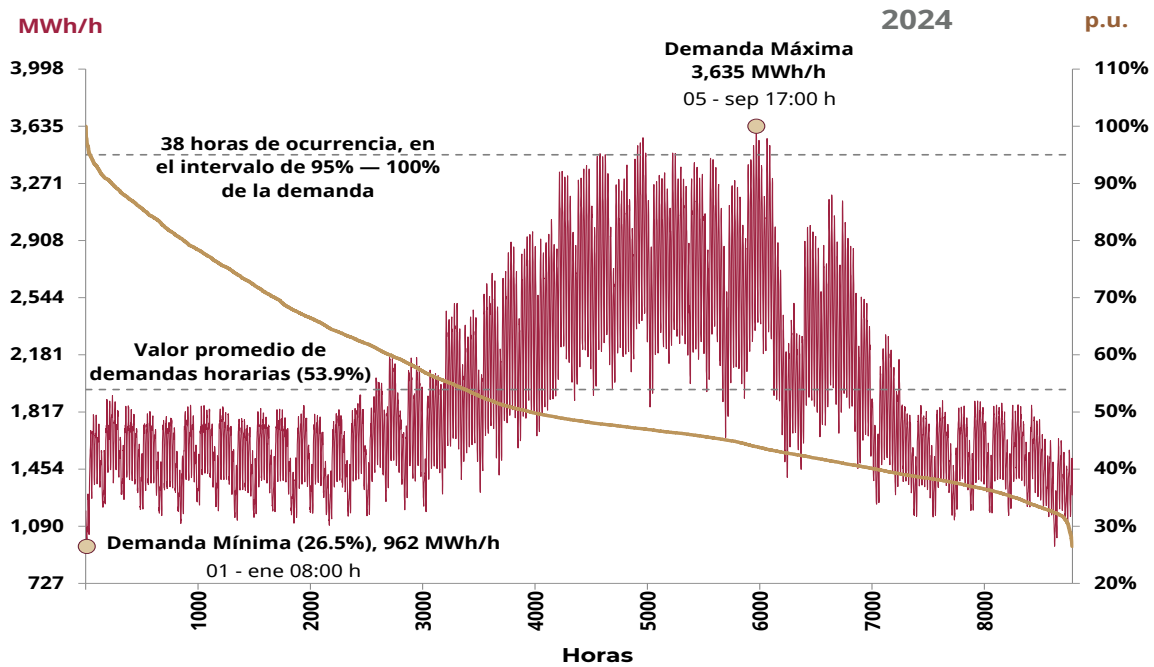
Nota: Los diversos colores en la gráfica representan las distintas Centrales Eléctricas o UCE contratadas. El CENACE desagregó la aplicación de este protocolo en dos periodos, el Periodo 1 comprendió 660 MW que debían operar las 24 horas del 01 de junio al 30 de septiembre de 2024 y el Periodo 2 comprendía 250 MW que debían operar de las 10:00 a las 24:00 horas del 01 de julio al 15 de septiembre de 2024. No obstante, debido a indisponibilidades de generación imprevistas se tuvo que anticipar la aplicación del Periodo 2 por lo que también comprendió 250 MW que debían operar de las 12:00 a las 22:00 horas del 15 al 30 de junio de 2024. Adicionalmente, derivado de las altas temperaturas que prevalecían en la zona valle del estado de Baja California, considerando el pronóstico de demanda y la disponibilidad real de generación, la aplicación del criterio de la contingencia N-1 y el cumplimiento del requerimiento de Reserva Operativa igual a la contingencia sencilla más severa, se realizaron extensiones a la aplicación del Periodo 1 con 325 MW que debían operar de las 12:00 a las 24:00 horas del 01 al 11 de octubre de 2024. Lo anterior con base en el Modelo Contrato de Compra - Venta para el Protocolo Correctivo 2024 publicado en el Área Pública del Sistema de Información del Mercado. Particularmente para el 08 de octubre de 2024, derivado de indisponibilidades de generación imprevistas, al amparo del Protocolo Correctivo vigente, el CENACE llevó a cabo una contratación adicional de capacidad con centrales eléctricas que habían participado en el protocolo correctivo y que se encontraban disponibles para la entrega inmediata de sus productos por lo que se agregaron 243 MW que debían operar de las 12:00 a las 24:00 de dicha fecha. Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Con la aplicación del Protocolo Correctivo en el SIBC se evitaron: 1,136 horas en Estado Operativo de Emergencia, 335,754 MWh de Energía no Suministrada, 95,018,428 de usuarios acumulados afectados y déficits de reservas operativas.

El Sistema Interconectado Baja California ha presentado históricamente déficit de capacidad de generación para satisfacer su periodo de mayor demanda, el cual coincide con los meses en los que se registran altas temperaturas en la región.¹⁷ En la Figura 27, se ilustra el comportamiento de la demanda en el SIBC en 2024.

¹⁷ El Protocolo Correctivo se aplicó en el SIBC de manera recurrente alrededor de los meses de junio a septiembre de los años 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 y 2024.

Figura 27. Curva de duración de carga del Sistema Interconectado Baja California 2024.

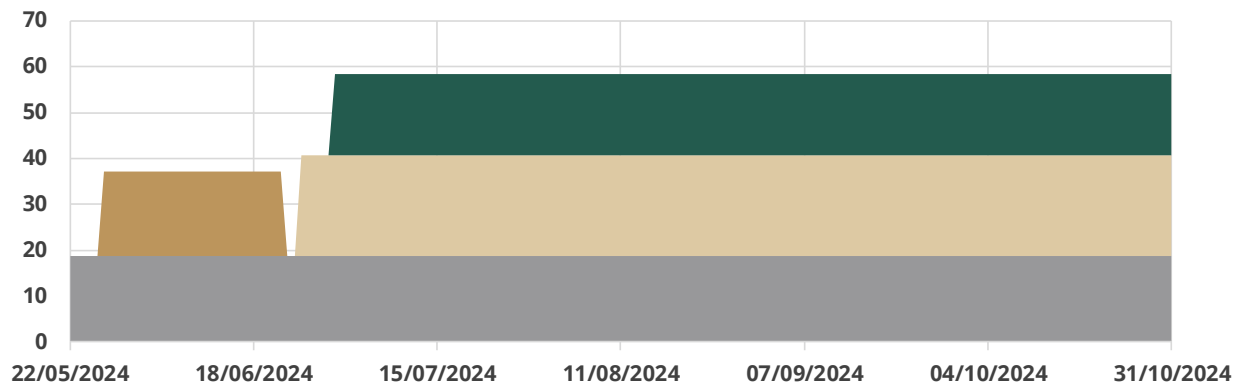


Fuente: Elaborado y proporcionado por el CENACE.

2.3.2 Sistema Interconectado Baja California Sur

En la Figura 28 se muestra la capacidad de generación adquirida mediante el Protocolo Correctivo para el SIBCS, así como las fechas de inicio y fin de operación de las distintas Unidades de Central Eléctrica Móvil que participaron.¹⁸ La potencia total adquirida alcanzó los 76.756 MW, aunque no de forma coincidente.

Figura 28. Capacidad de generación (MW) adquirida por Protocolo Correctivo para el SIBCS.



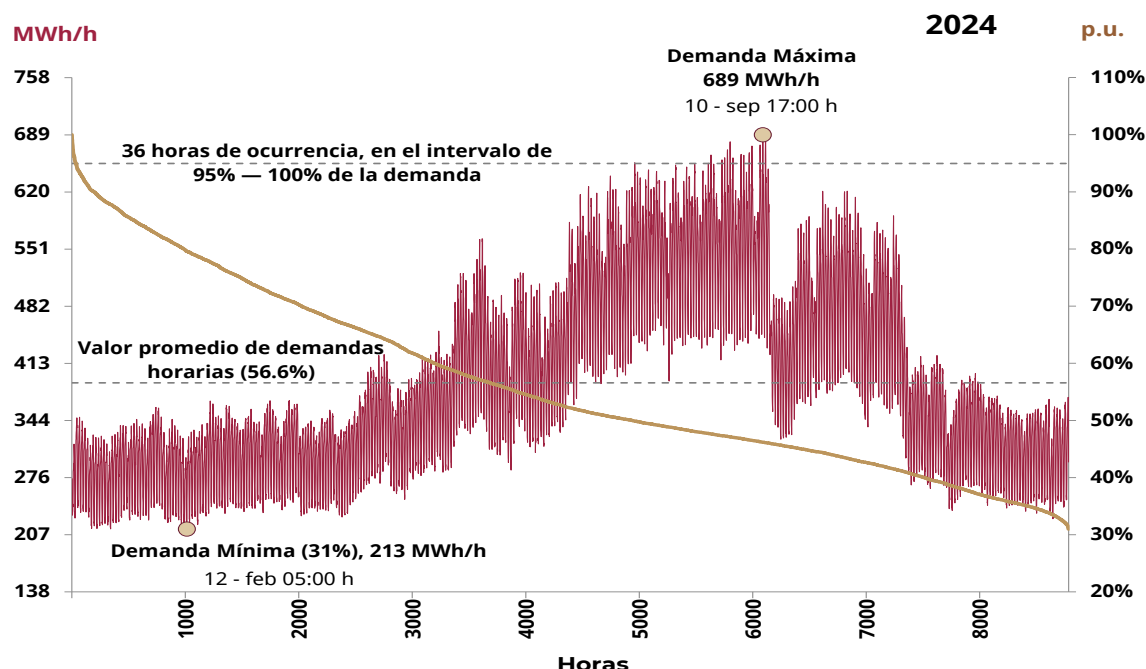
Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

¹⁸ El CENACE instruyó el desplazamiento y/o habilitación de la Interconexión al SIBCS de 4 Unidades Móviles de Emergencia, por lo que, iniciaron operaciones entre los meses de mayo y junio (en cuanto lograron habilitarse) y concluyeron hasta finales de octubre. No obstante, una de las Unidades Móviles quedó indisponible a partir del día 22/06/2024 por daño por incendio.

Con la aplicación del Protocolo Correctivo en el SIBCS se evitaron: 4,082 MWh de Energía no Suministrada, 979,774 usuarios acumulados afectados y déficits de reservas operativas.

El Sistema Interconectado Baja California Sur ha presentado retos de capacidad de generación disponible para satisfacer su demanda en el periodo de verano.¹⁹ En la Figura 29, se ilustra el comportamiento de la demanda en el SIBCS en 2024.

Figura 29. Curva de duración de carga del Sistema Interconectado Baja California Sur 2024.



Fuente: Elaborado y proporcionado por el CENACE.

Por lo anterior, es necesario mantener o incrementar el impulso al desarrollo de proyectos de generación y transmisión que permitan satisfacer la demanda y los requerimientos de reservas en los sistemas eléctricos de la Península de Baja California, así como atender las indisponibilidades de generación que se presentan en dicha región.

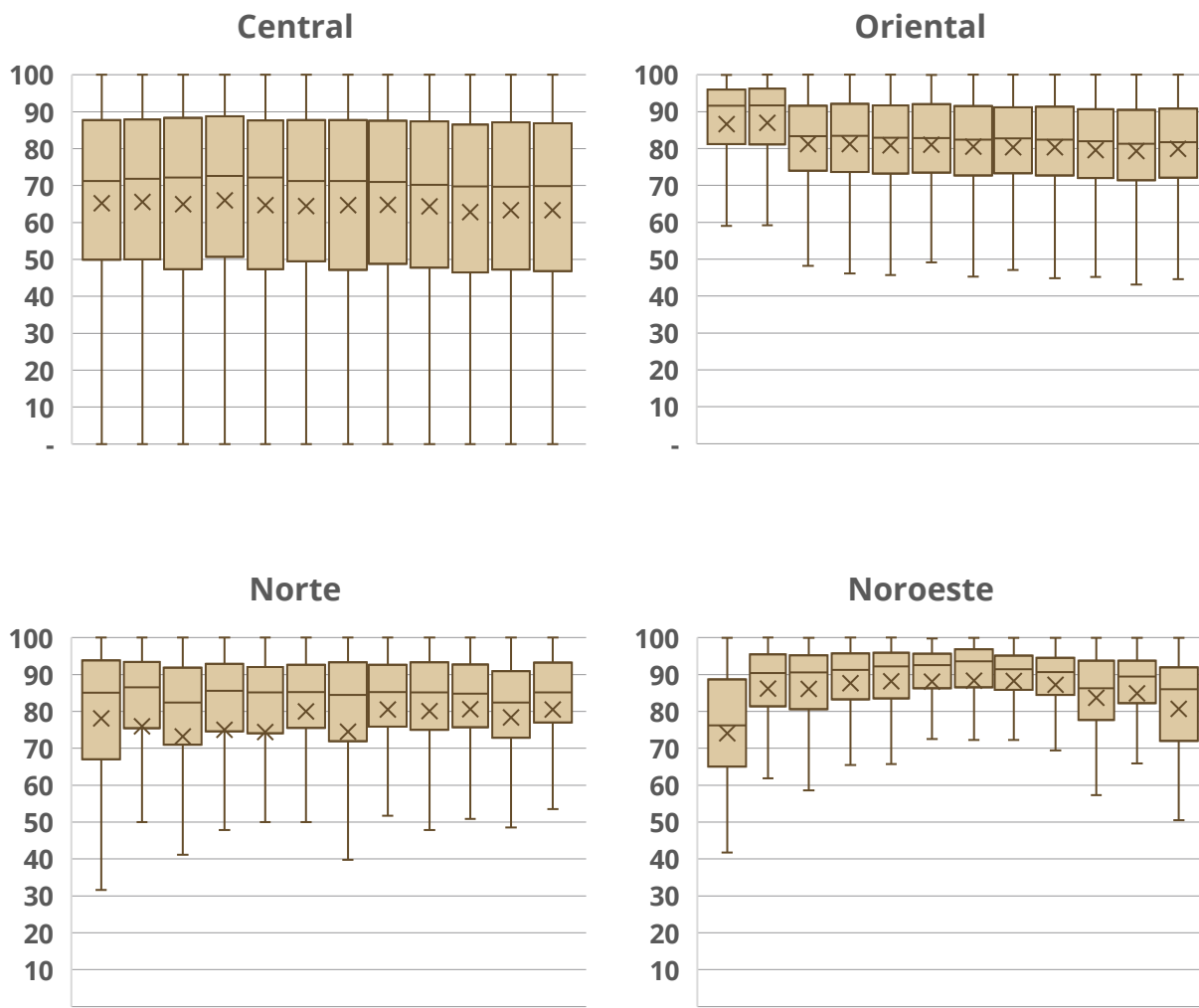
2.4 Porcentaje de Disponibilidad de la Información de Telemetría

El PDI se encuentra establecido en el Anexo 2 del Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista (Manual de TIC). Las estadísticas de este indicador reportadas para 2024 se muestran en la Figura 30, estas gráficas indican la dispersión de los valores del PDI reportados por mes por Infraestructura de TIC, la

¹⁹ El Protocolo Correctivo se aplicó en el SIBCS en los años 2022, 2023 y 2024.

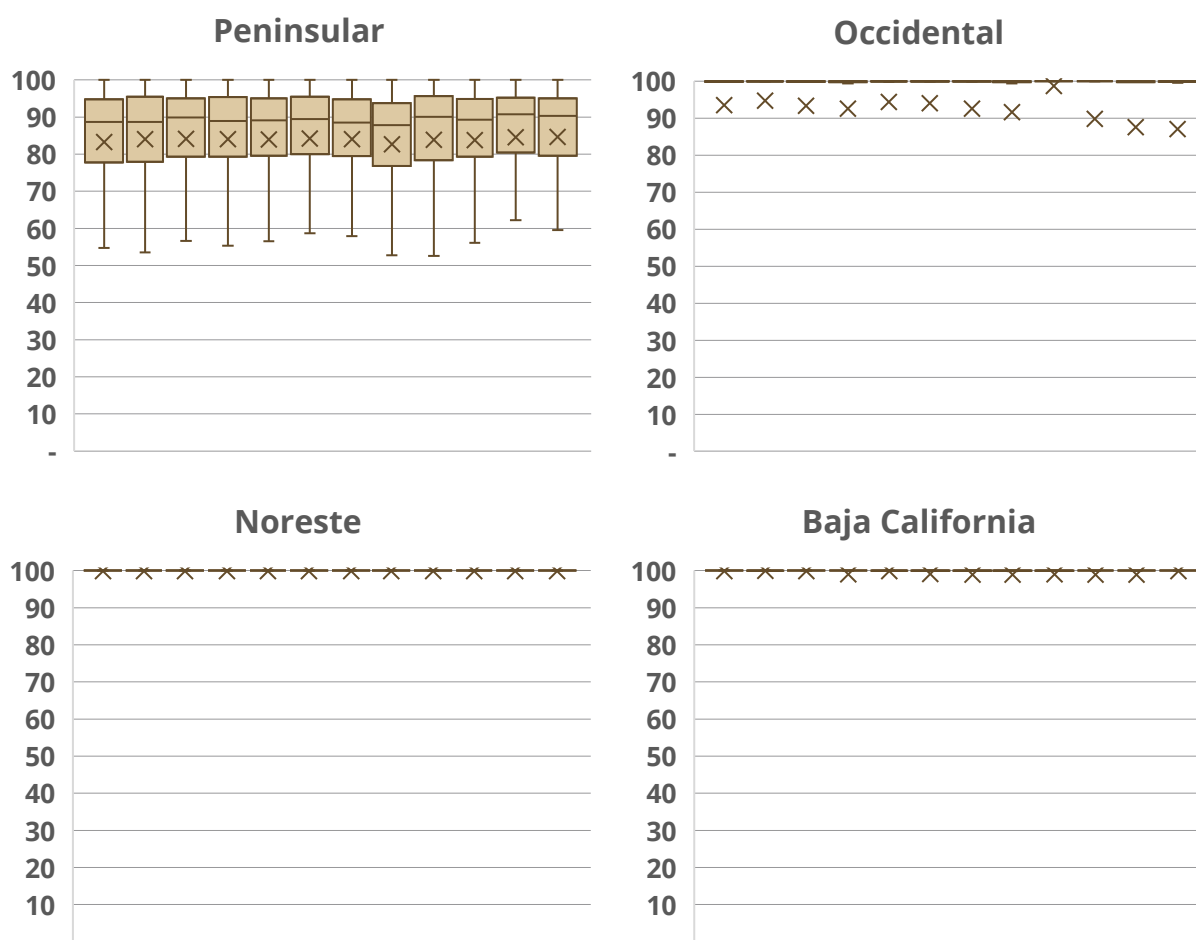
concentración de valores en todos los casos debería ser cercana a 100 %, no obstante, es probable que las dispersiones se deban a instalaciones existentes previo a la publicación y entrada en vigor de este índice, por lo que se requieren acciones para modernizar la infraestructura del SEN en función de contar con una mayor disponibilidad de la información de telemetría que contribuya a incrementar la eficiencia operativa.²⁰

Figura 30. PDI por Gerencia de Control Regional 2024 [estadística porcentual mensual].



(continúa en la siguiente página)

²⁰ Los gráficos de cajas y bigotes muestran la distribución de datos en cuartiles, resaltando el promedio (x), las líneas verticales a los extremos (bigotes) indican la variabilidad fuera de los cuartiles superior e inferior. En cada gráfico se indican los valores del PDI por mes, enero a diciembre de 2024 de izquierda derecha, para cada GCR. En este caso particular, todas las GCR presentaron valores atípicos que se encuentran fuera de la concentración de la mayoría de los datos, los cuales no se muestran en los gráficos, excepto la GCR Central cuya dispersión de valores se extiende de 0 a 100 %.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

Como parte de los proyectos de modernización de la Red Nacional de Transmisión, la Secretaría de Energía instruyó a la Transportista la ejecución del proyecto M17-REI, el cual prevé obra civil, electromecánica e instalación de equipo de comunicaciones y de control, tendido de cable de fibra óptica, en instalaciones de Subtransmisión, el cual actualmente reporta un 78 % de avance. Resulta necesario impulsar el desarrollo y conclusión de este proyecto para el cumplimiento de lo establecido en el Manual de TIC. Por su parte, la Distribuidora también se encuentra atendiendo los requerimientos del Manual de TIC conforme a un plan propuesto reportando también un avance del 78 %.

En los siguientes capítulos se muestran indicadores, proyectos y otros aspectos relevantes de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución cuya operación, mantenimiento, ampliación y modernización corresponden a la Transportista y Distribuidora en coordinación con el CENACE.



Capítulo Tres.

Desempeño de la Red Nacional de Transmisión

3

Con el objetivo de procurar la prestación del Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad en las instalaciones y equipos de la RNT y de las Usuarias Finales, el artículo 18, del apartado 3, de las Disposiciones de la RNT y las RGD, establece los indicadores que debe observar la Transportista.

En este capítulo se presentan los valores estadísticos correspondientes a cada indicador reportado por la Transportista en los últimos ocho años, así como diversa información proporcionada por el CENACE y la Transportista, la cual es utilizada por la CNE para realizar el análisis y evaluación del desempeño de la RNT.

3.1 Disponibilidad de los elementos de la RNT

Con la finalidad de procurar el suministro de energía eléctrica bajo criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sostenibilidad, es necesario que los elementos de transmisión se mantengan disponibles. Por ello, de manera enunciativa y no limitativa, la evaluación de la disponibilidad de la RNT se incluye en los siguientes elementos:

- Líneas de transmisión en niveles de tensión de 69, 85, 115, 138, 161, 230 y 400 kV (Alta Tensión)²¹,
- Equipos de transformación en los niveles de tensión del inciso anterior, y
- Equipos de compensación de potencia reactiva: reactores de potencia, bancos de capacitores y CEV.

Asimismo, se fijan dos índices:

- IDT:** Índice de Disponibilidad por Gerencia Regional de Transmisión.
- IDTN:**²² Índice de Disponibilidad a nivel nacional.

No obstante, se establecieron casos de excepción, los cuales no deben considerarse para evaluar la disponibilidad de un elemento:

- Cuando la duración de la interrupción sea menor a 5 minutos,
- Cuando el elemento deba salir de operación por otras obras en construcción,
- Por caso fortuito o fuerza mayor,
- Cuando sea necesario desenergizar el elemento en EOA o EOE de conformidad con el Código de Red, o por regulación de tensión, y
- Cuando haya salidas de equipo (sin falla) por efectos de inestabilidad del sistema.

Red Nacional de Transmisión
(69 – 400 kV)

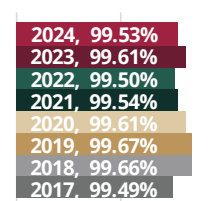
Red de Transmisión
(161 – 400 kV)

Red de Subtransmisión
(69 – 138 kV)



IDTN

98.00% 99.00% 100.00%



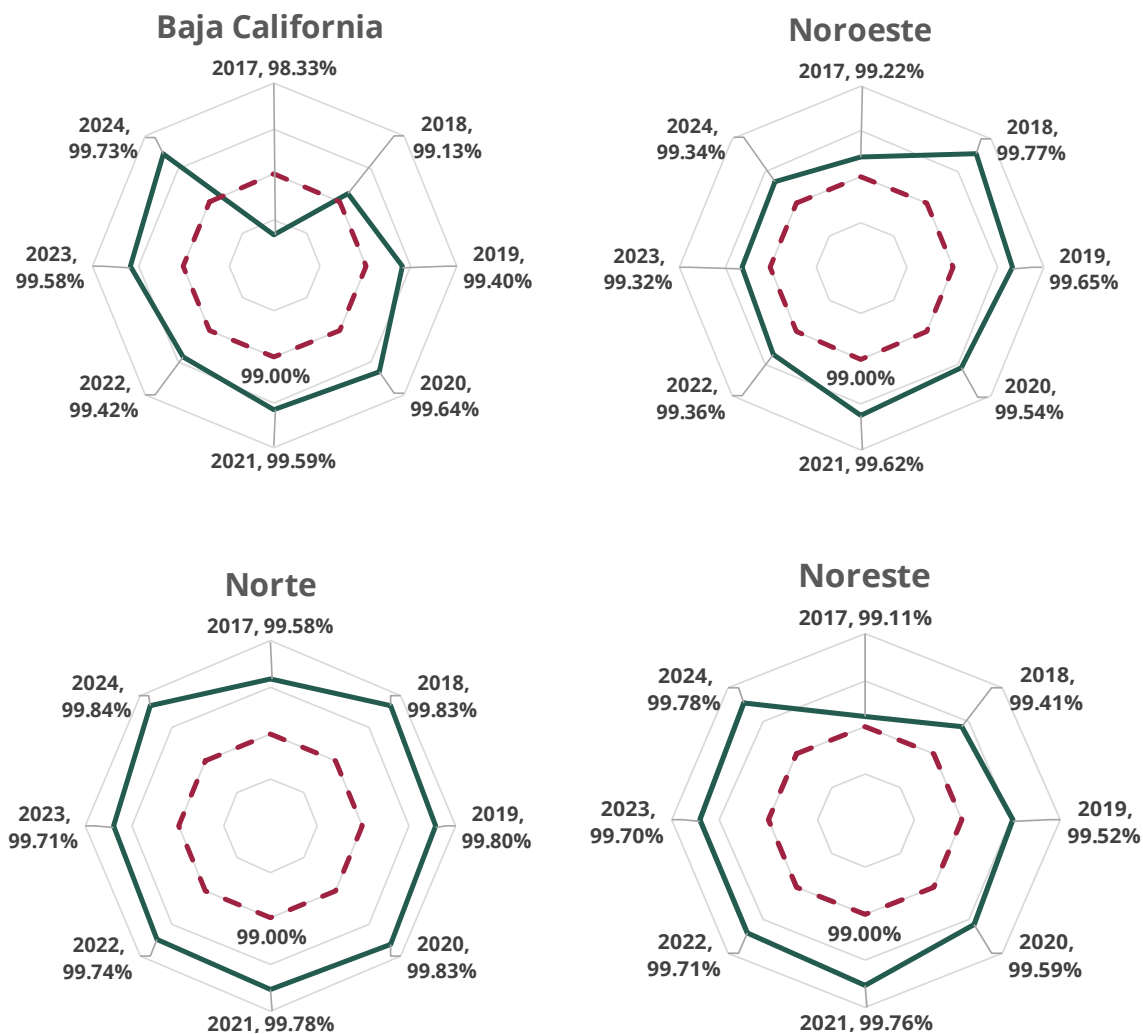
La competencia territorial de las 10 Gerencias Regionales de Transmisión hasta 2024 puede ser consultada en el Artículo 26 del [Estatuto orgánico de CFE Transmisión](#)

²¹ Alta Tensión: La tensión de Suministro Eléctrico a niveles mayores a 35 kilovolts. (artículo 2, fracción I, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica).

²² Para este indicador no se encuentra establecido un límite inferior de referencia, pero se ha mantenido alrededor de 99.5 %.

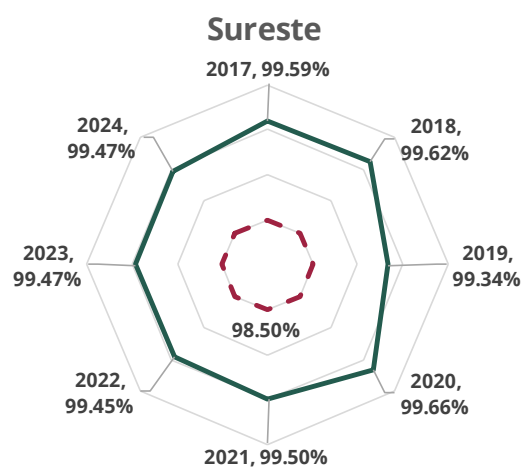
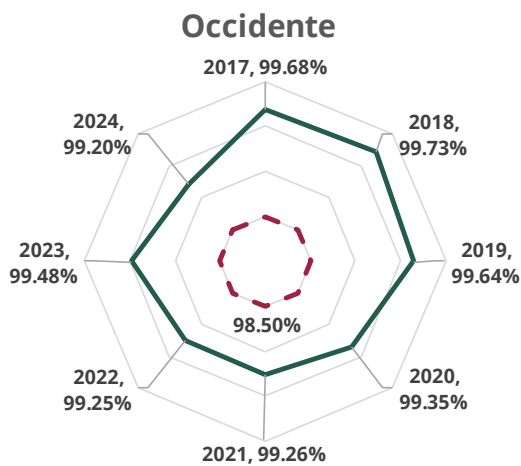
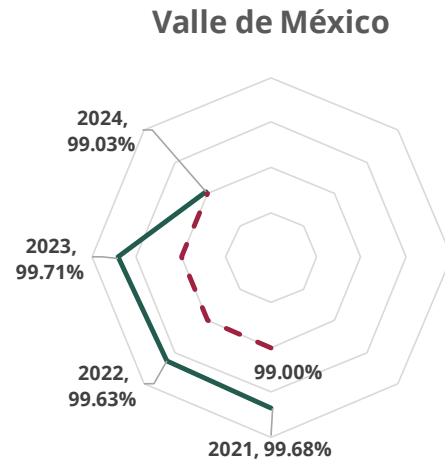
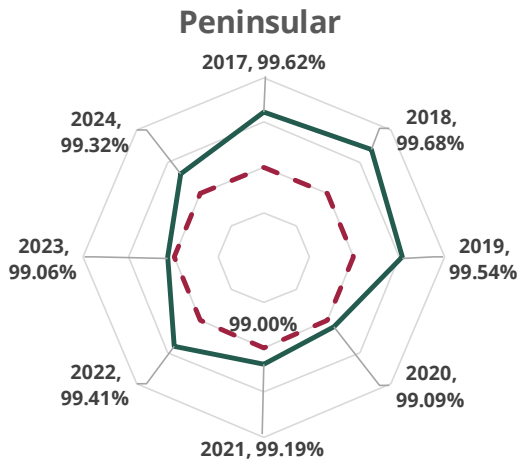
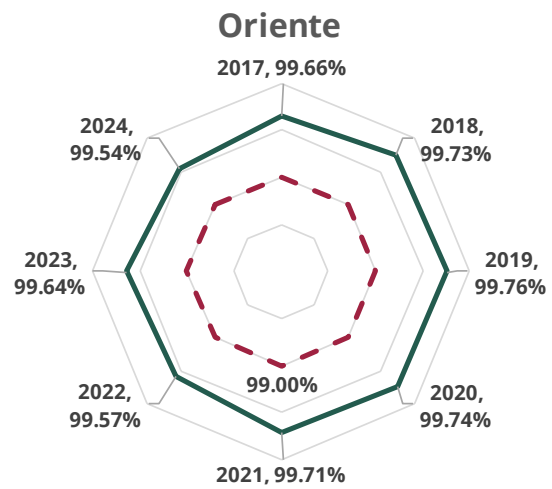
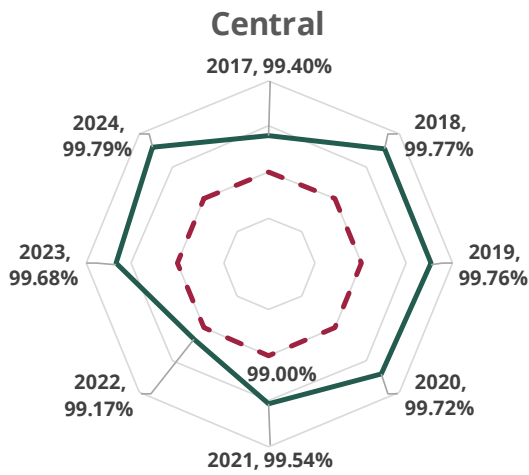
La Figura 31, presenta los valores del indicador IDT para la Red de Transmisión, en relación con los límites inferiores de referencia establecidos y su evolución histórica desde 2017. **Para 2024 el IDT de la Red de Transmisión muestra condiciones favorables en todas las GRT, ya que se encontraron dentro del rango de las metas establecidas.** Sin embargo, la GRT Valle de México presentó en 2024 su valor mínimo histórico, el menor IDT y la menor diferencia con respecto al límite inferior de referencia.²³ En contraste, la GRT Norte continúa presentando anualmente el mejor desempeño en este indicador desde 2018.

Figura 31. IDT de la Red de Transmisión 2017 – 2024, por GRT.



(continúa en la siguiente página)

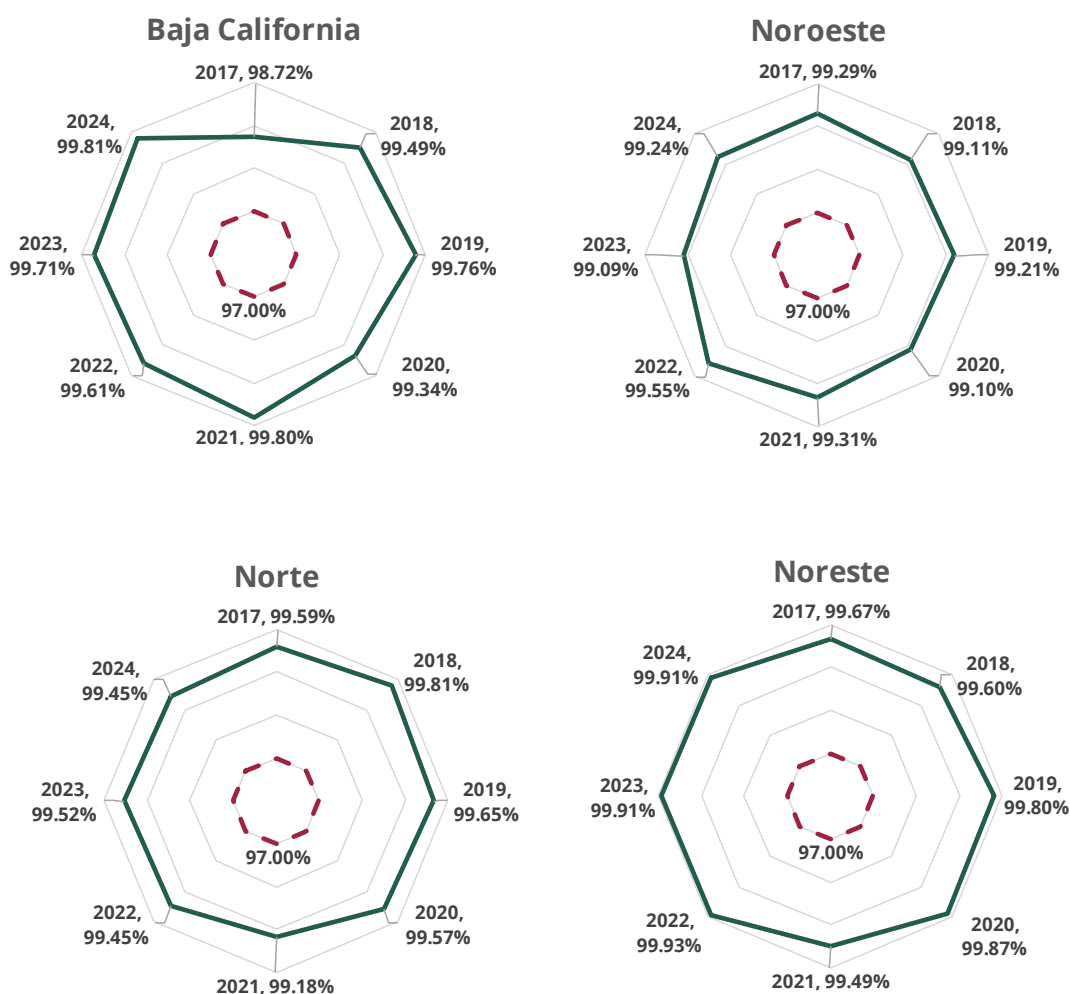
²³ Cabe señalar que la competencia territorial de la actual GRT Valle de México estuvo incluida dentro de la GRT Central hasta 2020; sus delimitaciones fueron modificadas con la actualización del Estatuto orgánico de CFE Transmisión. Con la publicación en el DOF del Acuerdo A/025/2023 el 23 de enero de 2024, quedó establecido que la GRT Valle de México debe cumplir con un IDT mayor o igual al 99.00 % en su Red de Transmisión.



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

La Figura 32, presenta los valores del indicador IDT para la Red de Subtransmisión, en relación con el límite inferior de referencia y su evolución histórica desde 2017.²⁴ **Para 2024 todas las GRT se encuentran dentro del rango de la meta establecida para el IDT de la Red de Subtransmisión, lo cual es favorable.** Aunado a lo anterior, en 2024, la GRT Sureste presentó su valor mínimo histórico, así mismo, la GRT Noroeste presentó por segundo año consecutivo el menor IDT, no obstante, mejoró respecto al valor que registró en 2023. Por otro lado, las GRT Baja California y Peninsular presentaron su valor máximo histórico y esta última presentó también el mayor IDT de 2024.²⁵

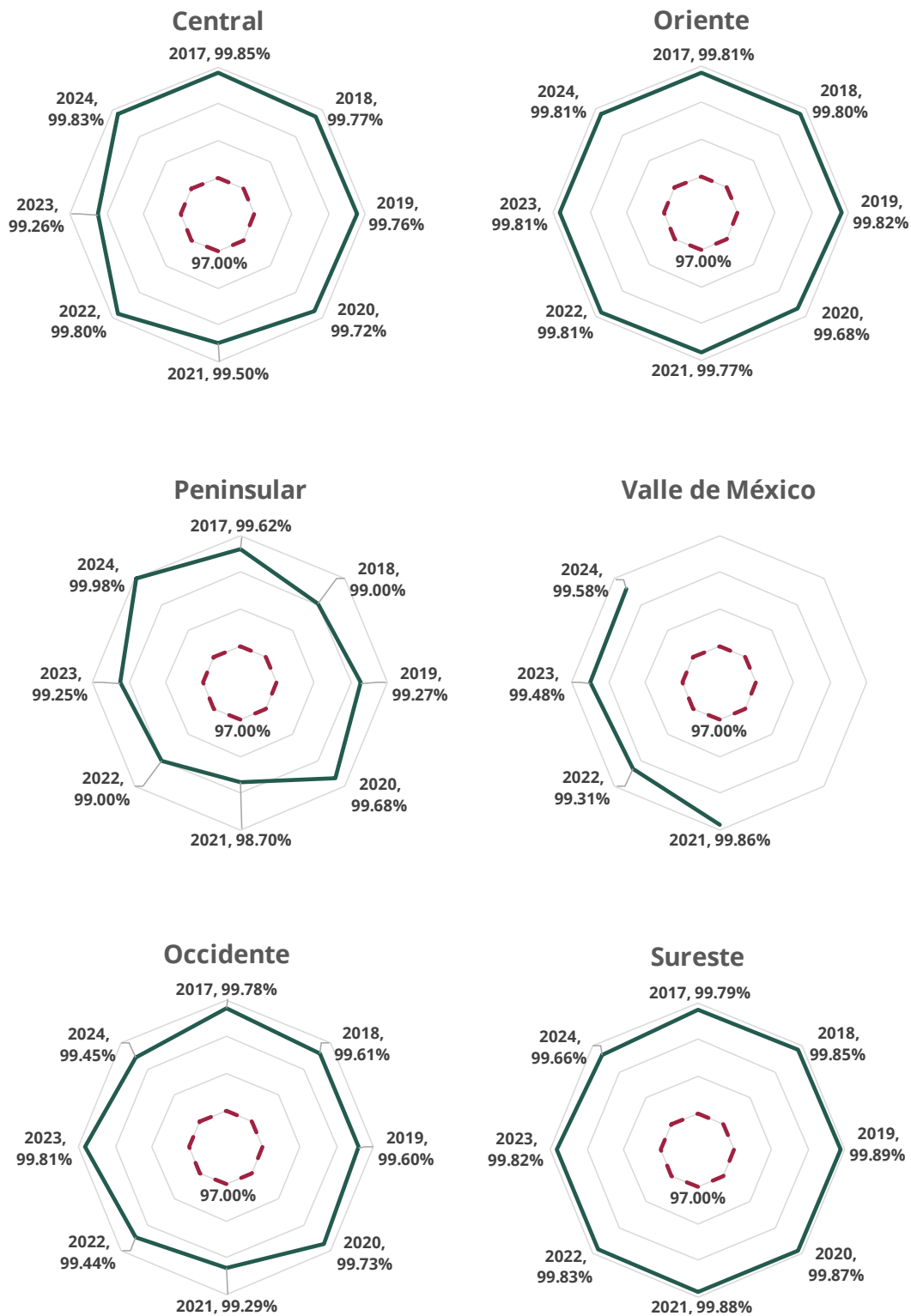
Figura 32. IDT de la Red de Subtransmisión 2017 – 2024, por GRT.



(continúa en la siguiente página)

²⁴ El límite inferior de referencia establecido para 2017 era de 96.00 %. El límite inferior de referencia de 97.00 % se encuentra vigente desde 2018.

²⁵ Cabe señalar, que estos indicadores ponderan, de manera acumulativa, el tiempo y la capacidad de los elementos de transmisión fuera de servicio, en relación con la capacidad total de los elementos de transmisión y el tiempo total.



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

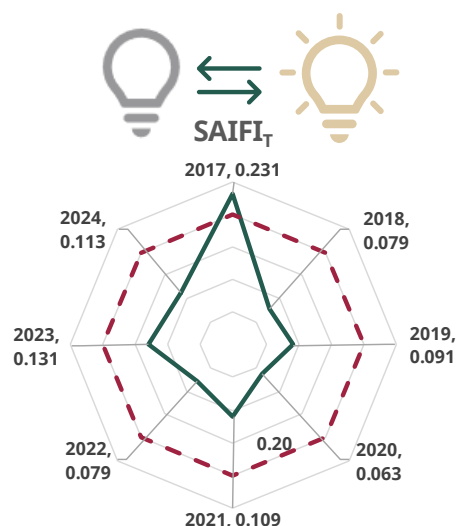
3.2 Frecuencia promedio de las interrupciones en la RNT

Con el propósito de evaluar la continuidad del servicio de la RNT se definen los siguientes indicadores:

1. **SAIFI_T**:²⁶ que evalúa las interrupciones ocurridas en la RNT atribuibles al Transportista (operación y mantenimiento).
2. **SAIFI_T^{Total}**:²⁷ que además de lo anterior, incluye las interrupciones atribuibles a casos fortuitos y de fuerza mayor.

Para su determinación se consideran sólo las interrupciones con duración superior a 5 minutos. Estos indicadores ponderan, de manera acumulativa, el número de usuarios afectados en cada interrupción, en relación con el número total de usuarios del servicio.

En la Figura 33, se muestra el valor acumulado de manera mensual del SAIFI_T para cada año del periodo 2017 – 2024. **Como se puede apreciar, durante 2024, el índice se mantuvo favorablemente por debajo de su límite establecido.** De los ocho años evaluados, el 2017 es el único que reportó valores fuera del rango establecido,²⁸ posterior a ese año, el índice se mantiene con valores aceptables que se encuentran en promedio alrededor del 50 % del límite superior de referencia. En el 2024, los meses de junio y septiembre fueron los periodos que presentaron los mayores incrementos en el SAIFI_T (ambos con una variación de 0.0160), debido a diversas fallas en elementos, equipos asociados y estructuras de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas de la RNT, en los niveles de tensión de 161, 138, 115 y 85 kV, las cuales ocurrieron en las diversas GRT del SEN. No obstante, las interrupciones que tuvieron individualmente el mayor impacto en este indicador (ambas 0.0044), ocurrieron por la tarde del 21 de septiembre de 2024, debido a un evento asociado con la falla en protecciones de las líneas de transmisión entre las subestaciones Veracruz II, Aeropuerto y El Tejar, en la GRT Oriente, zona Veracruz.

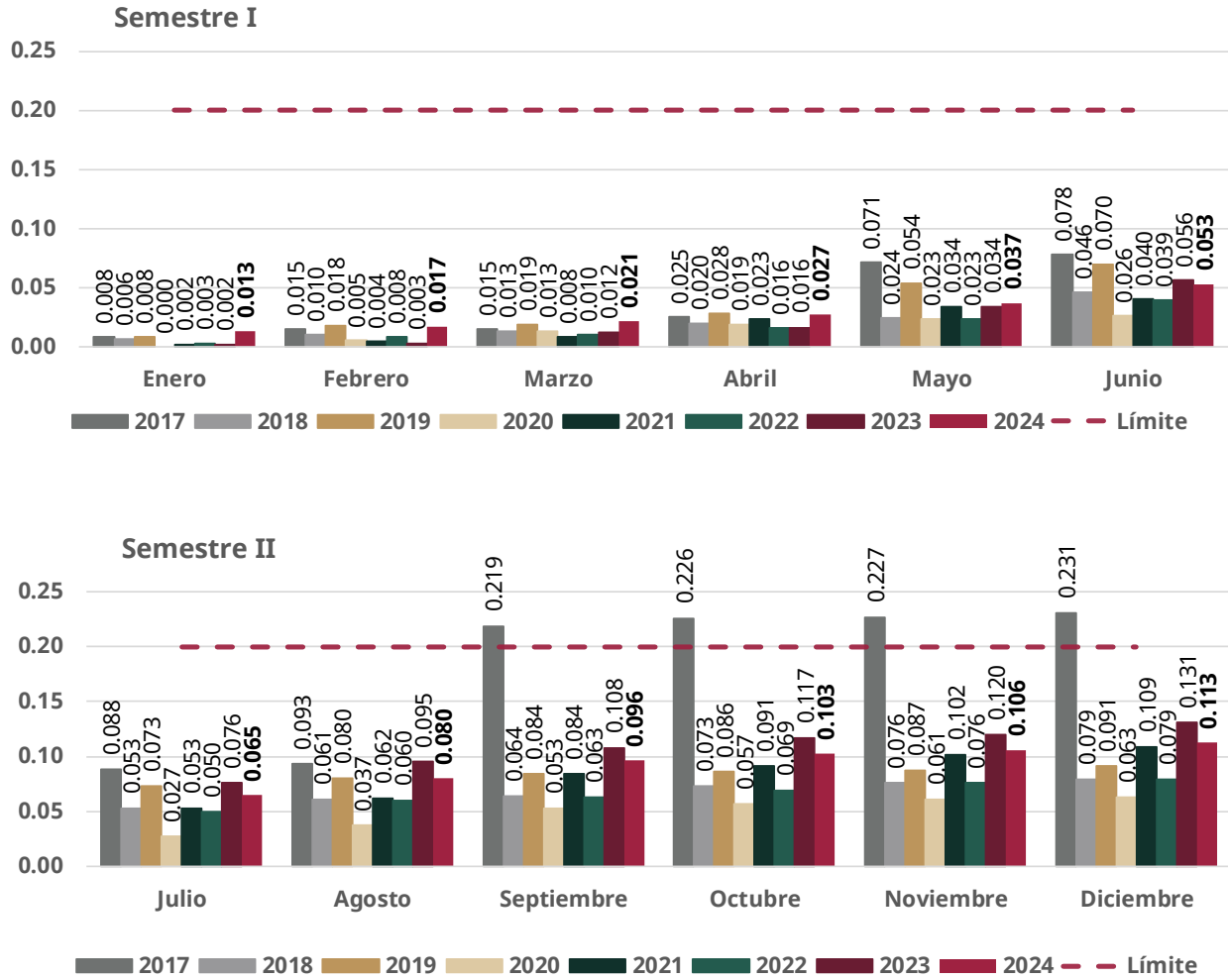


El **SAIFI_T** para **2024** fue de **0.113** interrupciones promedio por usuario, **disminuyendo 13.74 % respecto al registrado en 2023.**

²⁶ Por sus siglas en inglés: System Average Interruption Frequency Index. El subíndice T es para identificar que se encuentra asociado al Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica. El límite superior de referencia establecido para este indicador es de 0.20 interrupciones promedio por usuario de manera anual a nivel nacional.

²⁷ Para este índice no se encuentra establecido un límite superior de referencia por la naturaleza imponderable de las interrupciones atribuibles a casos fortuitos o de fuerza mayor.

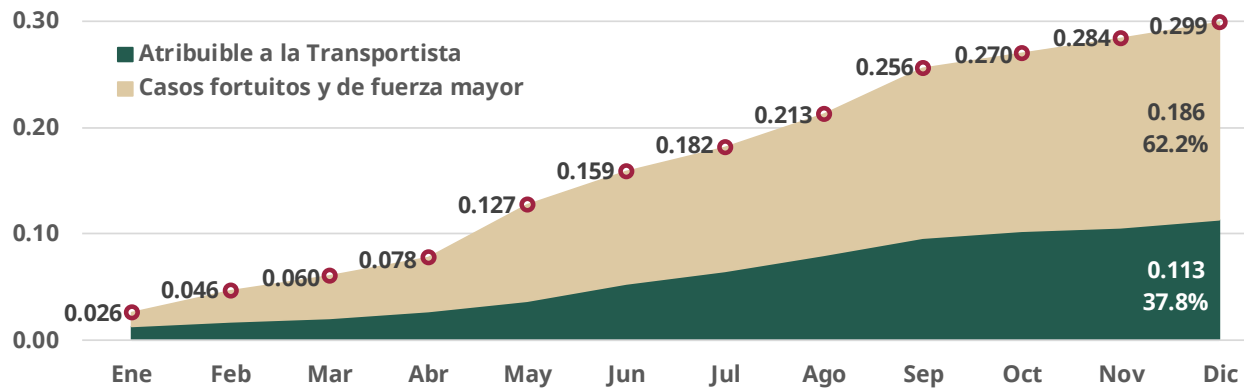
²⁸ La desviación en el indicador en septiembre del 2017 se debió a una falla técnica en la operación de una subestación eléctrica de la zona metropolitana de Monterrey, la cual interrumpió el servicio a los usuarios de las regiones del norte y noreste del país, para más información consultar los siguientes enlaces: [Informe del CENACE](#), [Boletín de CFE](#) y [Nota Informativa de CFE](#).

Figura 33. SAIFI_T 2017 – 2024. Acumulado anual con base mensual [Interrupciones promedio por usuario].

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

Por otro lado, la Figura 34 ilustra las componentes del SAIFI_T^{Total}. En el 2024, el mayor incremento de este índice, asociado a casos fortuitos y de fuerza mayor, se registró en el mes de mayo (0.039) seguido del mes de septiembre (0.027), entre las causas se encuentran casos excepcionales por planeación y construcción de red, casos provocados por otro integrante del sector eléctrico, falla de equipo dentro de su periodo de garantía o por defecto de diseño, fenómenos de la naturaleza (excepto descargas atmosféricas), incendios, interrupciones provocadas por terceros, sabotaje, vandalismo y/o problemáticas sociales, entre otras. La interrupción que tuvo individualmente el mayor impacto en este indicador (0.0072) se presentó de la madrugada del 27 a la madrugada del 28 de mayo del 2024, en la zona del Estado de México de la GRT Central en Atlacomulco Potencia, cuya causa fue asociada a vandalismo, sabotaje y/o problemáticas sociales.

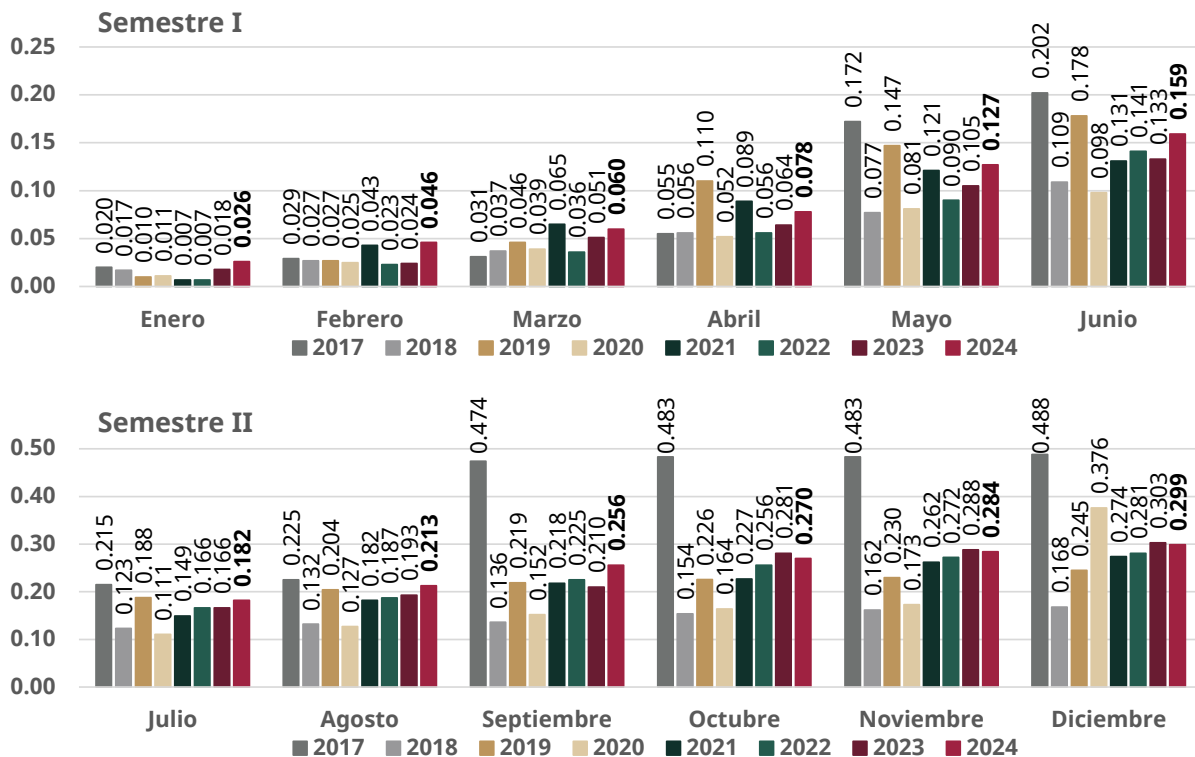
Figura 34. Composición del SAIFI_T^{Total} de la RNT, 2024. [Interrupciones promedio por usuario].



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

La Figura 35 muestra el valor acumulado de manera mensual del SAIFI_T^{Total} para cada año del periodo 2017 – 2024. Asimismo, el SAIFI_T presentó una reducción de 13.74 % en 2024 en comparación con 2023, de igual modo, el SAIFI_T^{Total} también se redujo en 1.32 % en comparación con 2023. El promedio del periodo 2017 – 2024 del SAIFI_T se mantiene por segundo año consecutivo en 0.112 y el del SAIFI_T^{Total} se redujo una milésima resultando en 0.304.

Figura 35. SAIFI_T^{Total} 2017 – 2024. Acumulado anual con base mensual. [Interrupciones promedio por usuario].



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

En adición a lo anterior, la Tabla 13 y la Tabla 14 muestran los valores del SAIFI_T y SAIFI_T^{Total} respectivamente, por Gerencia Regional de Transmisión, para cada uno de los años del periodo 2017 – 2024.²⁹

Como se puede observar en ambas tablas las GRT Noreste, Sureste y Peninsular presentan los mayores promedios históricos de estos indicadores, asimismo, en estas GRT se han presentado los máximos valores históricos de estos índices. Particularmente en las GRT Noreste y Peninsular, han ocurrido eventos específicos que individualmente han afectado a una gran cantidad de usuarios, lo que genera desviaciones considerables en el indicador; mientras que las desviaciones registradas en la GRT Sureste son resultado de múltiples eventos que incrementan de manera acumulativa el número de usuarios afectadas.

Respecto al SAIFI_T, la GRT Sureste continúa presentando anualmente el mayor valor de este indicador desde 2018.

Tabla 13. SAIFI_T por GRT 2017 – 2024. [Interrupciones promedio por usuario].

GRT	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Promedio	Δ 24-23	Δ 24-Prom	Δ 24-Max
Baja California	0.076	0.009	0.051	0.011	0.010	0.053	0.034	0.044	0.036			
Noroeste	0.216	0.079	0.163	0.099	0.096	0.082	0.196	0.133	0.133			
Norte	0.144	0.126	0.027	0.029	0.031	0.104	0.177	0.140	0.097			
Noreste	1.524	0.101	0.043	0.069	0.064	0.055	0.234	0.075	0.271			
Occidente	0.051	0.024	0.076	0.039	0.071	0.046	0.064	0.031	0.050			
Central	0.025	0.074	0.079	0.024	0.031	0.017	0.018	0.027	0.037			
Valle de México					0.023	0.028	0.025	0.063	0.035			
Oriente	0.103	0.056	0.154	0.059	0.113	0.167	0.364	0.244	0.158			
Sureste	0.205	0.225	0.196	0.318	0.669	0.282	0.428	0.482	0.351			
Peninsular	0.808	0.100	0.047	0.054	0.154	0.151	0.032	0.133	0.185			

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

Tabla 14. SAIFI_T^{Total} por GRT 2017 – 2024. [Interrupciones promedio por usuario].

GRT	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Promedio	Δ 24-23	Δ 24-Prom	Δ 24-Max
Baja California	0.231	0.009	0.161	0.041	0.049	0.391	0.123	0.106	0.139			
Noroeste	0.459	0.139	0.217	0.207	0.269	0.255	0.257	0.182	0.248			
Norte	0.350	0.257	0.173	0.087	0.561	0.158	0.252	0.265	0.263			
Noreste	2.858	0.186	0.085	2.458	0.478	0.113	0.279	0.138	0.824			
Occidente	0.073	0.092	0.129	0.054	0.100	0.126	0.123	0.086	0.098			
Central	0.149	0.139	0.175	0.095	0.176	0.191	0.270	0.427	0.203			
Valle de México					0.067	0.031	0.033	0.101	0.058			
Oriente	0.194	0.173	0.255	0.503	0.383	0.455	0.558	0.510	0.379			
Sureste	0.508	0.471	0.434	0.598	1.009	0.881	0.858	1.030	0.724			
Peninsular	1.578	0.197	1.448	0.249	0.182	1.246	1.108	0.425	0.804			

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

²⁹ El tamaño de las barras grises representa la proporción de cada uno de los valores con respecto a los demás valores contenidos en la tabla. Por otra parte, las últimas 3 columnas representan la variación del indicador en comparación con el año anterior, el promedio y el valor máximo histórico, respectivamente; la dirección de estas barras indica si en 2024 el valor se encontró por debajo (izquierda) o por encima (derecha) del valor comparativo de referencia; el tamaño de estas barras indica la proporción de la variación.

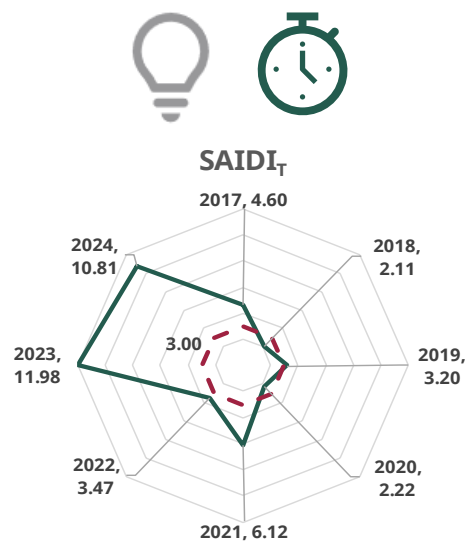
3.3 Duración promedio de las interrupciones en la RNT

Con el objetivo de medir el tiempo promedio que un usuario permanece sin servicio de energía eléctrica, por interrupciones ocurridas en la RNT con duración superior a 5 minutos, se establecen los siguientes indicadores:

1. **SAIDI_T**:³⁰ que evalúa las interrupciones atribuibles a la Transportista (operación y mantenimiento).
2. **SAIDI_TTotal**:³¹ que además de lo anterior, incluye las interrupciones atribuibles a casos fortuitos y de fuerza mayor.

Estos indicadores ponderan, de manera acumulativa, el tiempo de restablecimiento en minutos y el número total de usuarios afectados en cada interrupción, en relación con el número total de usuarios del servicio.

En la Figura 36, se muestra el valor acumulado de manera mensual del SAIDI_T para cada año del periodo 2017 – 2024. **Para 2024, por cuarto año consecutivo se superó el límite establecido, ubicándose este indicador por segundo año consecutivo entre el triple y el cuádruple del valor correspondiente a la meta que debe observar.** De los ocho años evaluados, la meta establecida se ha visto rebasada en el 2017, 2019, 2021, 2022, 2023 y 2024, no obstante, en el 2018 y 2020 el indicador se mantuvo dentro del rango de referencia.³² En 2024, el mayor incremento en el SAIDI_T se presentó en el mes de junio (1.654) principalmente debido a diversas fallas en los elementos, equipos asociados y estructuras de la RNT; la gran mayoría de estas interrupciones ocurrieron en el nivel de tensión de 115 kV. La interrupción que tuvo individualmente el mayor impacto en este indicador (1.393), ocurrió durante la noche del 09 de abril 2024, por falla en un conductor, en la zona de Villahermosa en la GRT Sureste (la salida de este elemento se prolongó hasta la tarde del 10 de abril).

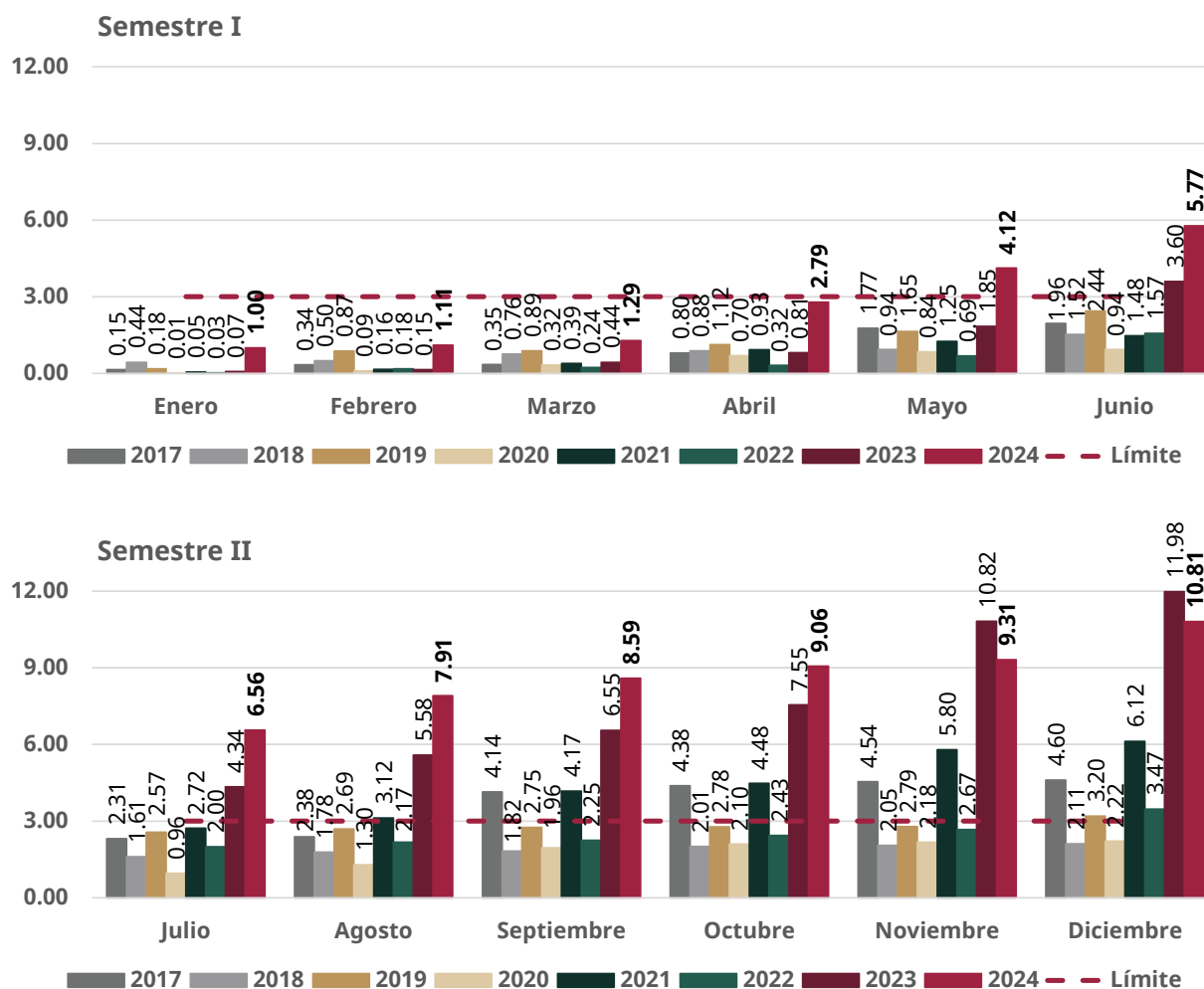


El **SAIDI_T** para **2024** fue de **10.81** minutos promedio por usuario, **disminuyendo 9.72 % respecto al registrado en 2023.**

³⁰ Por sus siglas en inglés: System Average Interruption Duration Index. El subíndice T es para identificar que se encuentra asociado al Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica. El límite superior de referencia establecido para este indicador es de 3 minutos promedio por usuario de manera anual a nivel nacional.

³¹ Para este índice no se encuentra establecido un límite superior de referencia por la naturaleza imponderable de las interrupciones atribuibles a casos fortuitos o de fuerza mayor.

³² En el apartado anterior se expuso la causa de la desviación en los indicadores en septiembre de 2017. En 2019, 2021, 2022 y 2023 las desviaciones en este indicador se debieron a diversas fallas acumuladas en los elementos y equipos asociados de la RNT. Se sugiere consultar los [Reportes de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional](#) publicados en los años anteriores para más información.

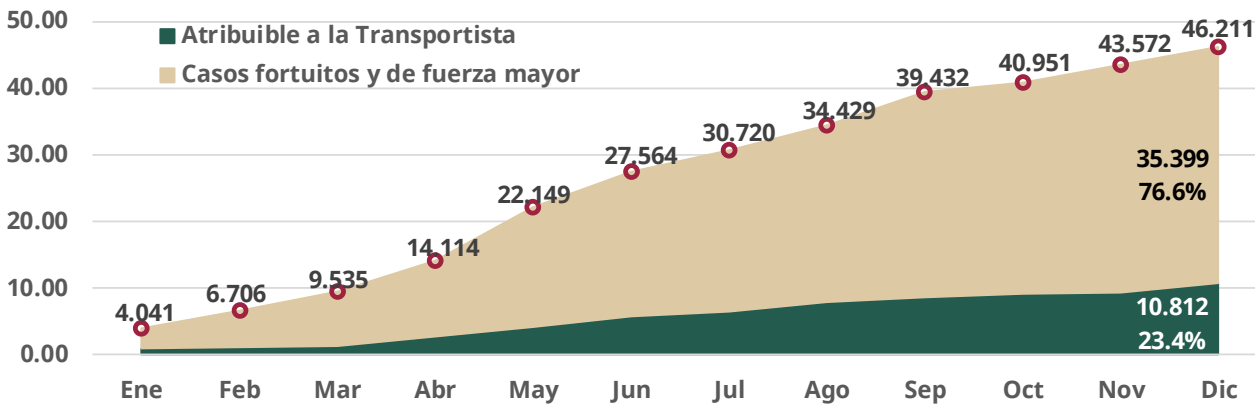
Figura 36. SAIDI_T 2017 – 2024. Acumulado anual con base mensual [minutos promedio por usuario].

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

Por otro lado, la Figura 37, ilustra las componentes del SAIDI_T^{Total}. En el 2024, el mayor incremento de este índice, asociado a casos fortuitos y de fuerza mayor, se registró en el mes de mayo (6.708), entre las causas reportadas se encuentran casos excepcionales por planeación y construcción de red, casos provocados por otro integrante del sector eléctrico, falla de equipo dentro de su periodo de garantía o por defecto de diseño, fenómenos de la naturaleza (excepto descargas atmosféricas), incendios, interrupciones provocadas por terceros, sabotaje, vandalismo y/o problemáticas sociales, entre otras. En este orden de ideas, el evento que tuvo individualmente el mayor impacto en este indicador se presentó a mediados de mayo (1.597) en la GRT Sureste, debido a un caso excepcional por la planeación y construcción de la red. En la Figura 38 se muestra el valor acumulado de manera mensual del SAIDI_T^{Total} para cada año del periodo 2017 – 2024. En 2024, el SAIDI_T^{Total} se redujo a alrededor de la mitad del valor máximo histórico alcanzado

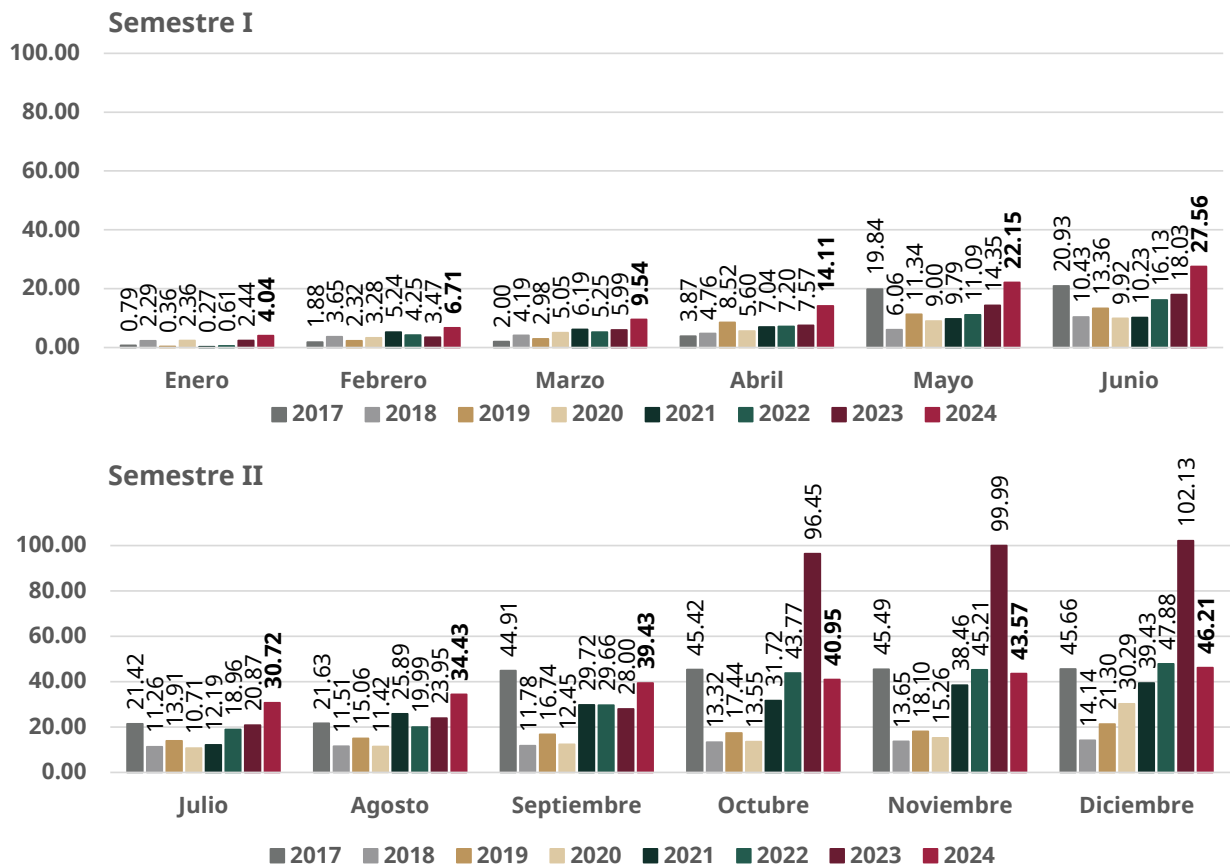
en 2023. El promedio del periodo 2017 – 2024 del SAIDI_T es de 5.56 minutos promedio por usuario mientras que para el del SAIDI_T^{Total} es de 43.38 minutos promedio por usuario.

Figura 37. Composición del SAIDI_T^{Total} de la RNT, 2024 [minutos promedio por usuario].



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

Figura 38. SAIDI_T^{Total} 2017 – 2024. Acumulado anual con base mensual. [minutos promedio por usuario].



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

Adicionalmente, la Tabla 15 y la Tabla 16 muestran los valores del SAIDI_T y SAIDI_T^{Total} respectivamente, por Gerencia Regional de Transmisión, para cada uno de los años del periodo 2017 – 2024.³³

En la Tabla 15 se puede observar que la GRT Sureste continúa presentando anualmente el mayor valor de SAIDI_T desde 2018, el tiempo que ha tomado restablecer las interrupciones de las GRT Noreste, Noroeste, Oriente y Peninsular, también ha contribuido a las desviaciones históricas de este índice a nivel nacional. En el 2024, la GRT Sureste presentó el valor máximo histórico del SAIDI_T a nivel regional.

Tabla 15. SAIDI_T por GRT 2017 – 2024 [minutos promedio por usuario].

GRT	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Promedio	Δ 24-23	Δ 24-Prom	Δ 24-Max
Baja California	5.290	0.109	2.144	0.207	0.213	0.885	2.753	1.011	1.577			
Noroeste	6.678	1.253	7.806	5.082	10.966	3.650	12.037	24.735	9.026			
Norte	3.392	1.832	1.258	1.207	0.758	3.945	7.686	5.078	3.145			
Noreste	22.636	1.714	1.233	2.318	2.487	2.161	21.818	13.903	8.534			
Occidente	1.231	0.343	3.138	1.242	2.718	1.371	3.142	3.629	2.102			
Central	0.371	1.241	1.887	0.592	0.469	0.852	2.223	0.675	1.039			
Valle de México					0.447	0.510	0.459	1.898	0.829			
Oriente	3.807	3.643	3.603	2.041	4.596	8.134	29.205	12.284	8.414			
Sureste	8.554	10.220	10.534	11.232	43.167	15.259	61.666	66.717	28.419			
Peninsular	11.978	2.012	1.338	2.649	13.309	7.429	2.496	5.556	5.846			

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

En cuanto al SAIDI_T^{Total}, en la Tabla 16, se puede apreciar que para 2024 la GRT Sureste presentó también el mayor valor de este índice. El valor máximo histórico registrado en 2023 en la GRT Central, se asocia principalmente a las afectaciones derivadas del impacto de huracán Otis en el Estado de Guerrero.

Tabla 16. SAIDI_T^{Total} por GRT 2017 – 2024 [minutos promedio por usuario].

GRT	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Promedio	Δ 24-23	Δ 24-Prom	Δ 24-Max
Baja California	14.447	0.122	4.730	2.106	15.012	31.084	12.461	6.161	10.765			
Noroeste	12.413	6.084	14.379	17.231	63.662	38.922	27.469	51.490	28.956			
Norte	14.533	9.507	23.519	14.110	53.511	9.889	24.778	30.305	22.519			
Noreste	282.404	20.771	5.749	179.752	54.354	9.508	31.323	25.109	76.121			
Occidente	5.975	9.296	11.473	5.972	4.113	50.358	7.415	7.321	12.740			
Central	27.088	5.595	14.160	4.768	18.962	33.378	408.924	59.670	71.568			
Valle de México					4.814	0.526	0.833	2.559	2.183			
Oriente	8.594	10.626	13.527	38.410	175.246	63.838	77.118	56.519	55.485			
Sureste	49.638	50.353	56.151	68.981	75.244	184.926	186.570	246.532	114.799			
Peninsular	90.929	58.453	123.032	28.133	23.161	143.674	76.116	43.341	73.355			

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

³³ El tamaño de las barras grises representa la proporción de cada uno de los valores con respecto a los demás valores contenidos en la tabla. Por otra parte, las últimas 3 columnas representan la variación del indicador en comparación con el año anterior, el promedio y el valor máximo histórico, respectivamente; la dirección de estas barras indica si en 2024 el valor se encontró por debajo (izquierda) o por encima (derecha) del valor comparativo de referencia; el tamaño de estas barras indica la proporción de la variación.

3.4 Energía No Suministrada en la RNT

Con el objetivo de evaluar la continuidad del servicio en la RNT y mantener el suministro de energía eléctrica, se dispone del siguiente indicador:

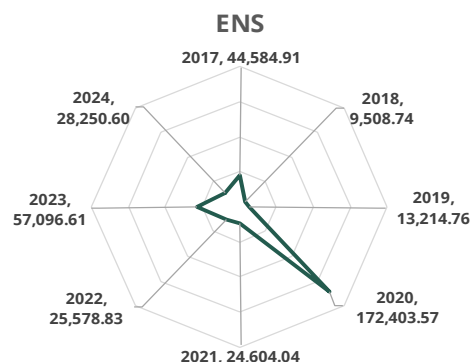
1. **ENS**:³⁴ que evalúa la energía en MWh que se deja de suministrar a las Usuarías Finales, debido a las interrupciones mayores a 5 minutos.

Este indicador es el resultado acumulativo del producto entre la duración de las interrupciones y la potencia medida en el instante previo a su ocurrencia. Asimismo, se encuentra conformado por dos componentes:

- a) las interrupciones atribuibles a la Transportista (operación y mantenimiento);
- b) y las interrupciones atribuibles a casos fortuitos y de fuerza mayor.

En la Figura 39, se muestra el valor de la ENS atribuible a la Transportista para cada año del periodo 2017 – 2024; el valor promedio del periodo es de 4,053.93 MWh, así mismo, esta componente se incrementó en 13.7 % respecto a 2023, alcanzado un valor de 8,342.95 MWh en 2024, siendo este último el máximo histórico registrado para la ENS atribuible a la Transportista. En el 2024, el mes de julio fue el periodo en el que se presentó el mayor incremento en esta componente (1,396.474 MWh) debido a diversas fallas en elementos y equipos asociados de la RNT, en los niveles de tensión de 69, 115, 230 y 400 kV, las cuales ocurrieron en diversas GRT del SEN, no obstante, la interrupción que tuvo individualmente el mayor impacto en la ENS atribuible a la Transportista (956.95 MWh), coincidió con la de mayor impacto en el SAIDI_T, es decir, el evento asociado a una línea de transmisión fallada en la zona de Villahermosa, en la GRT Sureste que ocurrió entre el 09 y 10 de abril de 2024.

Por otro lado, la Figura 40, muestra el valor de la ENS atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor para cada año del periodo 2017 – 2024. El valor promedio del periodo es de 42,851.33 MWh y el valor de esta componente en 2024 fue de 19,907.65 MWh, es decir, disminuyó un 60 % respecto al 2023, no obstante, el valor máximo histórico registrado para este indicador se presentó en 2020 (170,864.68

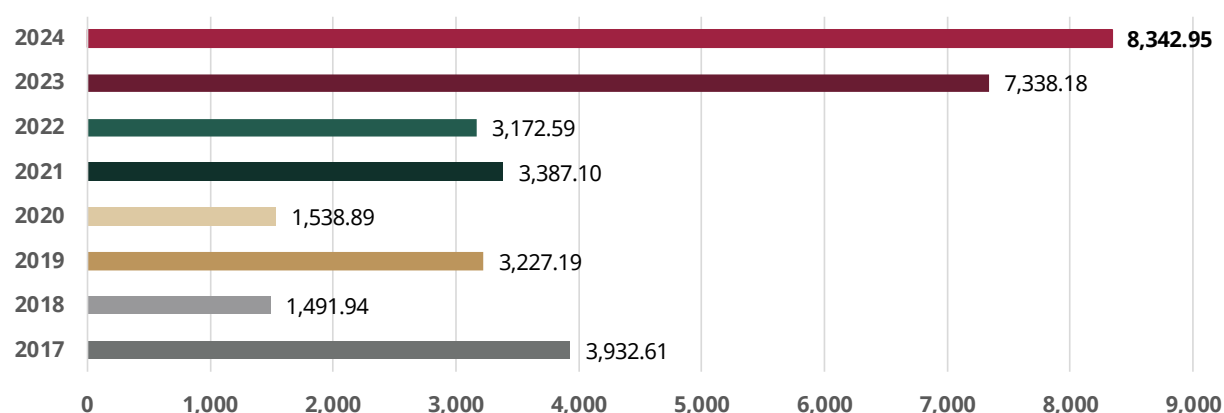


La **ENS** en 2024 fue de **28,250.6 MWh**, disminuyendo **50.5 %** respecto a la registrada en 2023. Para más información del valor máximo, ver: [RCSEN2020](#)

³⁴ Por las siglas de Energía No Suministrada. No se encuentra establecido un límite superior de referencia.

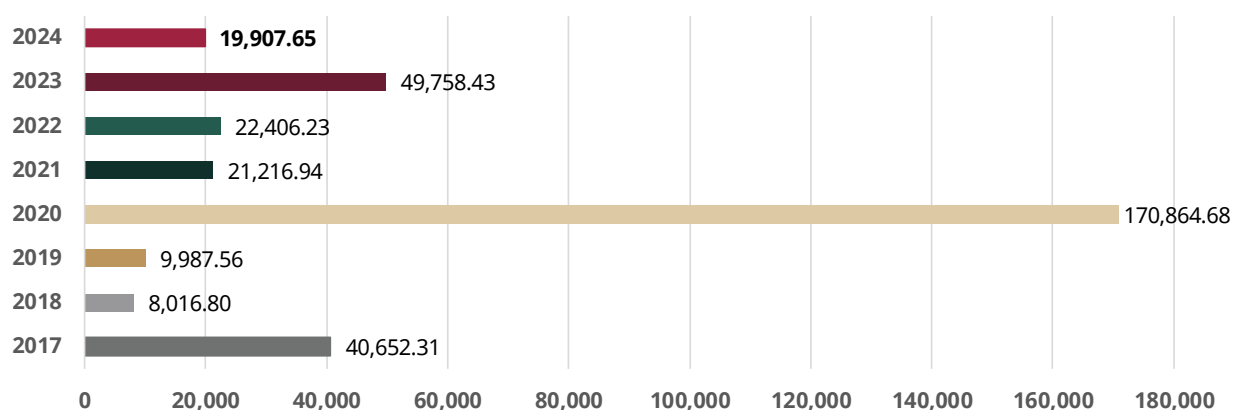
MWh). En el 2024, el mes de mayo fue el periodo en el que se presentó el mayor incremento en esta componente (4,372.47 MWh), entre las causas reportadas se encuentran casos excepcionales por planeación y construcción de red, casos provocados por otro integrante del sector eléctrico, falla de equipo dentro de su periodo de garantía o por defecto de diseño, fenómenos de la naturaleza (excepto descargas atmosféricas), incendios, interrupciones provocadas por terceros, sabotaje, vandalismo y/o problemáticas sociales, entre otras. Asimismo, la interrupción que tuvo individualmente el mayor impacto en esta componente (723.56 MWh), ocurrió en la GRT Oriente, reportada como interrupción provocada por terceros que impactó en la continuidad del servicio a las Usuarías Finales en la zona de Tampico.

Figura 39. ENS atribuible a la Transportista en la RNT, 2017-2024 [MWh].



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

Figura 40. ENS atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor en la RNT, 2017-2024 [MWh]

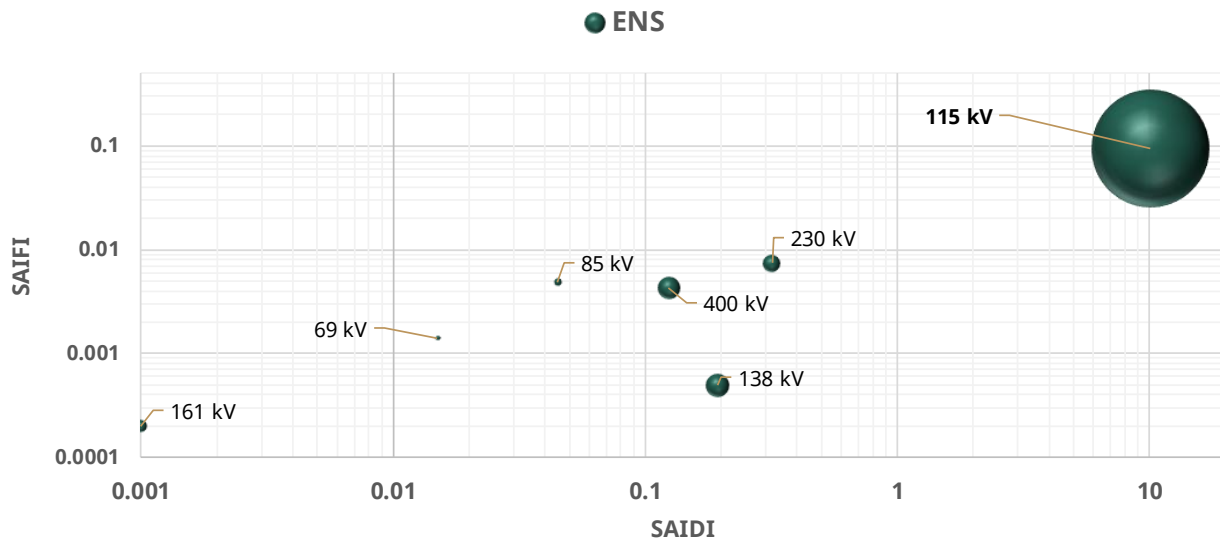


Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

En adición a lo anterior, la Figura 41 y la Figura 42 muestran de manera ilustrativa los valores de los indicadores (SAIDI, SAIFI y ENS) para el año 2024, clasificados por nivel

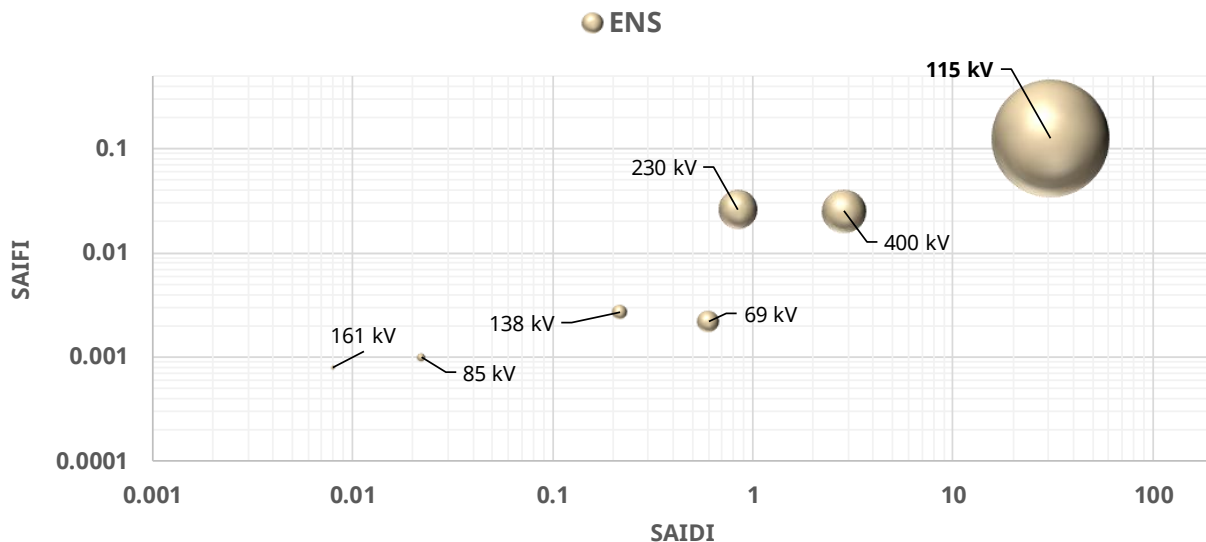
de tensión, en las cuales el volumen de la burbuja representa la magnitud de la Energía no Suministrada. Como se puede apreciar, al nivel de tensión de 115 kV se asocia la mayor cantidad de interrupciones que incrementan el valor de estos índices, debido a diversas fallas y eventos que se presentan en sus elementos y equipos asociados.³⁵

Figura 41. SAIDI, SAIFI y ENS atribuible a la Transportista por nivel de tensión, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

Figura 42. SAIDI, SAIFI y ENS atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor por nivel de tensión, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

³⁵ Cabe señalar que, el nivel de tensión de 115 kV es el de mayor extensión en la RNT con 48,725 km que representan el 43.96 % del total de km de líneas de transmisión (de acuerdo con información proporcionada por CENACE).

Además, la Tabla 17 y la Tabla 18 muestran los valores de las componentes de la ENS atribuible a la Transportista y atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor respectivamente, por GRT, para cada uno de los años del periodo 2017 – 2024.³⁶ Como se puede observar en ambas tablas; la GRT Noreste presenta la mayor cantidad de Energía no Suministrada acumulada y el mayor promedio de este índice en el periodo. En lo que respecta al 2024, la mayor cantidad de ENS atribuible a la Transportista se presentó en la GRT Sureste con 2,426.29 MWh, valor que correspondió al máximo histórico que se ha registrado, lo cual se asocia a diversas fallas en elementos y equipos asociados de la RNT en el nivel de 115 kV; a su vez, la mayor cantidad de ENS asociada a casos fortuitos y de fuerza mayor se registró también en la GRT Sureste, debido a casos excepcionales por planeación y construcción de red, casos provocados por otro integrante del sector eléctrico, falla de equipo por defecto de diseño, fenómenos de la naturaleza (excepto descargas atmosféricas), incendios e interrupciones provocadas por terceros.³⁷

Tabla 17. ENS atribuible a la Transportista en la RNT, 2017-2024 [MWh].

GRT	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Promedio	Δ 24-23	Δ 24-Prom	Δ 24-Max
Baja California	215.99	34.71	143.06	55.93	11.71	78.72	60.99	56.56	82.21			
Noroeste	325.43	148.73	315.33	323.84	689.41	230.59	529.09	1,501.03	507.93			
Norte	369.00	403.15	237.91	103.51	180.71	768.69	490.90	665.76	402.45			
Noreste	1,688.70	131.76	142.46	227.24	476.32	488.26	1,998.45	1,443.72	824.61			
Occidente	271.22	113.81	1,372.63	134.60	368.28	224.06	1,195.35	690.96	546.36			
Central	93.26	123.50	230.85	63.46	104.19	155.99	268.16	280.58	165.00			
Valle de México					31.31	44.94	50.88	141.03	67.04			
Oriente	195.37	210.32	348.04	211.75	145.46	467.81	1,314.23	960.01	481.62			
Sureste	300.51	259.42	370.76	368.04	1,067.50	427.93	1,316.68	2,426.29	817.14			
Peninsular	473.14	66.54	66.17	50.51	312.22	285.60	113.44	177.00	193.08			

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

Tabla 18. ENS atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor en la RNT, 2017-2024 [MWh].

GRT	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Promedio	Δ 24-23	Δ 24-Prom	Δ 24-Max
Baja California	240.81	73.79	146.34	229.22	1,121.74	2,992.40	600.03	528.66	741.63			
Noroeste	341.96	336.26	450.66	717.80	2,159.81	1,244.67	897.55	3,092.32	1,155.13			
Norte	764.16	867.31	1,116.95	629.54	3,916.32	1,184.79	1,058.17	2,340.21	1,484.68			
Noreste	28,023.07	1,852.72	700.51	163,723.36	5,966.03	867.26	1,150.17	2,110.03	25,549.14			
Occidente	459.41	662.04	1,365.39	849.15	628.82	5,049.92	586.56	2,495.61	1,512.11			
Central	6,522.35	1,123.19	727.24	1,464.94	1,638.41	1,473.55	40,271.40	4,557.29	7,222.30			
Valle de México					108.05	1.27	35.22	230.45	93.75			
Oriente	312.55	335.75	273.02	1,563.77	3,965.28	2,216.73	1,670.70	3,509.31	1,730.89			
Sureste	1,194.88	781.03	1,068.67	1,027.40	1,080.18	3,049.27	3,154.24	7,432.58	2,348.53			
Peninsular	2,793.13	1,984.71	4,138.79	659.54	632.31	4,326.37	334.15	1,954.19	2,102.90			

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

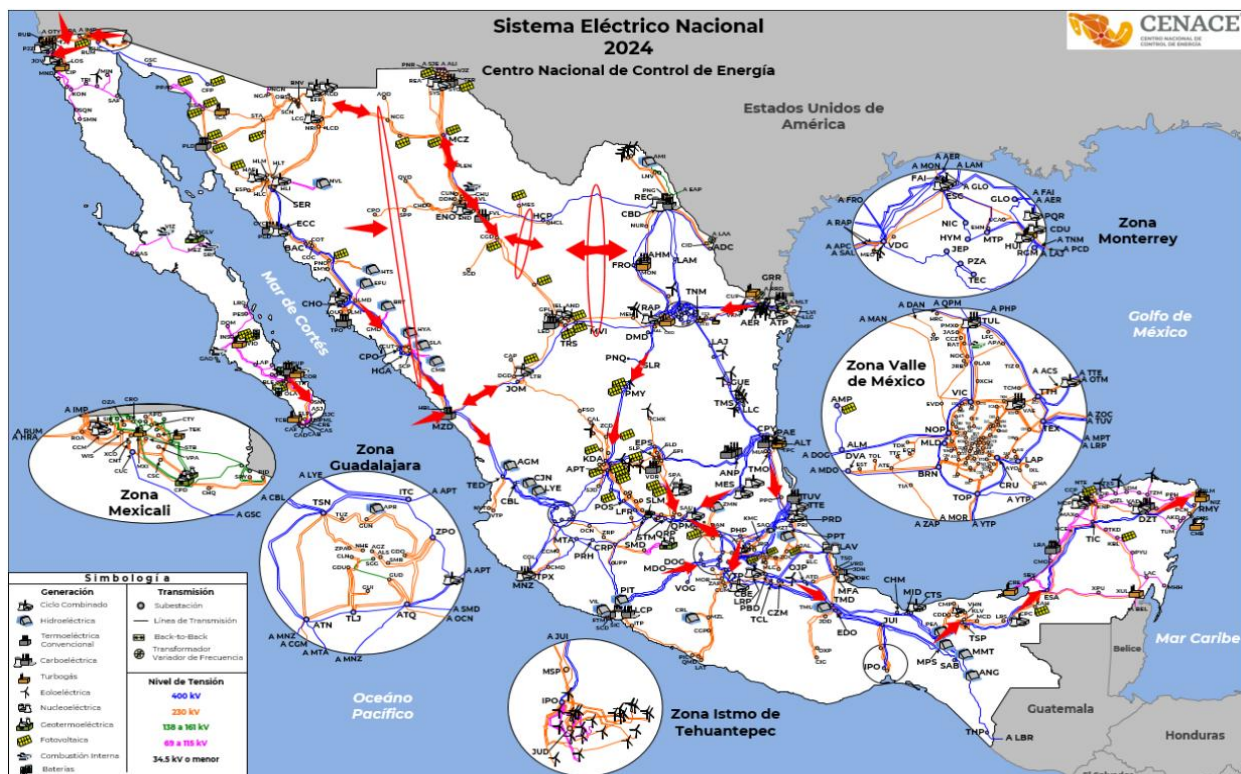
³⁶ El tamaño de las barras grises representa la proporción de cada uno de los valores con respecto a los demás valores contenidos en la tabla. Por otra parte, las últimas 3 columnas representan la variación del indicador en comparación con el año anterior, el promedio y el valor máximo histórico, respectivamente; la dirección de estas barras indica si en 2024 el valor se encontró por debajo (izquierda) o por encima (derecha) del valor comparativo de referencia; el tamaño de estas barras indica la proporción de la variación.

³⁷ Cabe señalar que, de acuerdo con información del CENACE, el SEN en 2024 registró un consumo final de 304,011 GWh, por lo que la ENS atribuible a la Transportista equivale a alrededor 0.000027 % en comparación con este valor, y la ENS atribuible a casos fortuitos y de fuerza mayor equivale a alrededor de 0.000065 % de dicho consumo final.

3.5 Saturación y sobrecargas en niveles de Alta Tensión

Debido a su configuración física, a las variaciones en la demanda entre las distintas regiones del país, así como a la disponibilidad y capacidad tanto de generación como de transmisión en conjunto con otros factores inherentes a la operación del SEN, los elementos de la RNT pueden experimentar condiciones de congestión y saturación. Durante 2024, al igual que en años anteriores, se presentaron diversas condiciones que ocasionaron que algunos corredores de transmisión alcanzaran sus límites operativos. Las causas más frecuentes se relacionan con altas demandas de verano, bajas demandas en días hábiles y fines de semana de invierno, reducciones por horas de la demanda después de la demanda máxima vespertina y nocturna, indisponibilidad de generación por restricciones en el suministro de gas natural, calidad del gas natural, retraso de mantenimientos programados en la generación y fallas forzadas, retraso de obras de transmisión y de nuevas Centrales Eléctricas. En este contexto, la Figura 43 ilustra los principales corredores que fueron controlados para evitar sobrepasar sus límites operativos en 2024.³⁸

Figura 43. Principales corredores de transmisión con saturación, 2024.

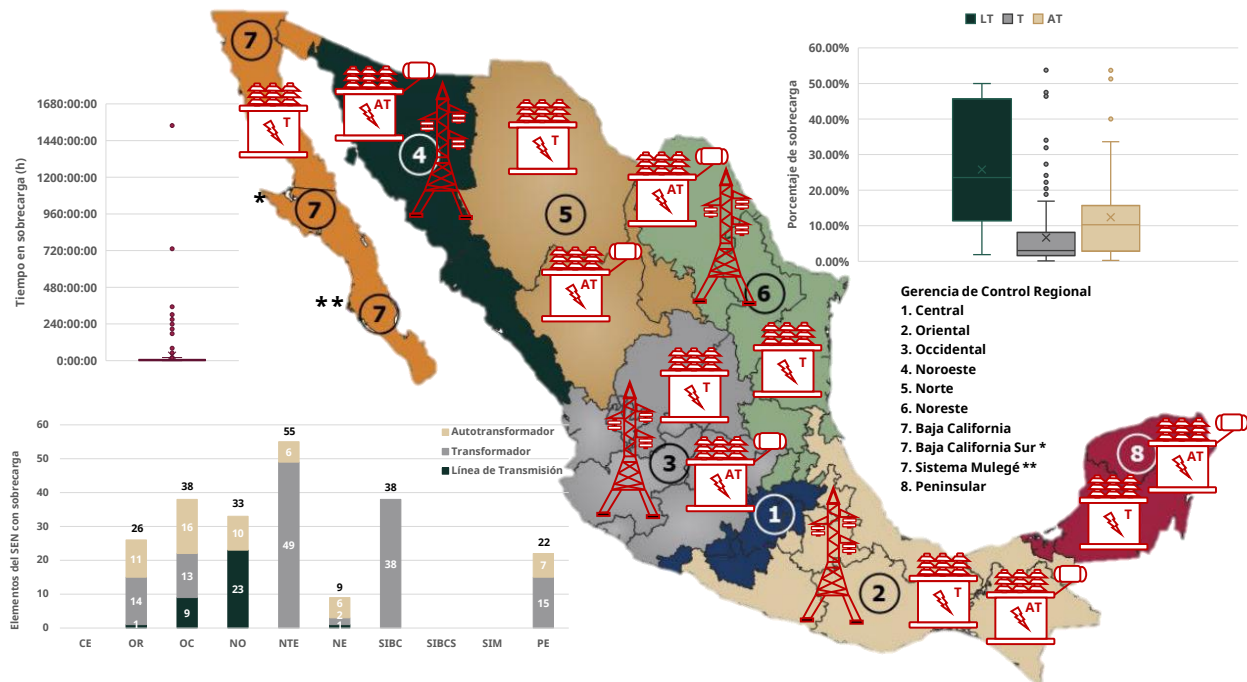


Fuente: Elaborado y proporcionado por el CENACE.

³⁸Información proporcionada por el CENACE. El control de estos corredores de transmisión incluye la implementación de EAR que disparan elementos de la RNT, carga y/o generación por control de flujo, sobrecarga o casos fortuitos y de fuerza mayor.

Aunado a lo anterior, en el 2024 se registraron sobrecargas en Transformadores, Autotransformadores y Líneas de Transmisión del SEN, en diversas Gerencias de Control Regional, exceptuando la GCR Central, el Sistema Interconectado Baja California Sur y el Sistema Interconectado Mulegé. En la Figura 44, se muestra el tipo y número de elementos de transformación y transmisión que operaron con sobrecarga por región. En el SIN la GCR Noroeste es la región con más Líneas de Transmisión sobrecargadas (23), la GCR Occidental es la región con más Autotransformadores en sobrecarga (16) y la GCR Norte es la región con más Transformadores sobrecargados (49), por su parte el SIBC presenta 38 Transformadores con sobrecarga. En cuanto a los porcentajes de sobrecarga máximos registrados por encima del 100 % de capacidad de cada elemento, se tiene para Líneas de Transmisión un mínimo de 1.9 % y un máximo de 50 %, con un promedio de 25.78 %; para Transformadores un mínimo de 0.11 % y un máximo de 53.74 % con un promedio de 6.66 % y para Autotransformadores un mínimo de 0.24 % y un máximo de 53.71 % con un promedio de 12.39 %. Por otra parte, los tiempos acumulados en sobrecarga por elemento registraron un mínimo de 2 segundos y un máximo de 1,537 horas con 55 minutos, con un promedio de 34 horas, 58 minutos y 55 segundos. Esto representa limitaciones y retos operativos para la transmisión de la energía eléctrica desde el proceso de generación hasta el suministro de la demanda, así como para la salida a mantenimiento de elementos adyacentes.

Figura 44. Elementos conectados a niveles de Alta Tensión con sobrecarga en 2024, por tipo y región.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE.

3.6 Proyectos de Ampliación y Modernización de la RNT

Del 2015 al 2024, la SENER ha instruido 250 proyectos de infraestructura relacionados con la Transportista, los cuales se reportan de la siguiente manera (ver Figura 45):³⁹

- **En operación** (ver Figura 46):
 - **34 obras concluidas**, que corresponden a la instalación y puesta en servicio de 3,075.0 MVA de transformación, 1,031.3 MVAR de compensación reactiva y 138.1 km-c de líneas de transmisión, para el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica. Asimismo, 5 de estos proyectos son compartidos con la Distribuidora.
- **En ejecución o construcción:**
 - **47 proyectos se reportan en etapa constructiva**, los cuales corresponden a un total de 3,466.6 MVA de transformación, 4,675.8 MVAR de compensación reactiva y 3,076.1 km-c de líneas de transmisión, además del proyecto “Red Eléctrica Inteligente” (M17-REI, con 78 % de avance), este último tiene un alcance a nivel nacional. Asimismo, 26 de estos proyectos son compartidos con la Distribuidora.
- **En concurso:**
 - **3 proyectos se reportan en etapa de licitación**, los cuales corresponden a un total de 1,175.0 MVA de transformación, 275.0 MVAR de compensación reactiva y 80.2 km-c de líneas de transmisión. Asimismo, 1 de estos proyectos es compartido con la Distribuidora.
- **Por concursar:**
 - **13 proyectos se reportan como perfilados para licitarse**, los cuales consideran un total de 1,650.0 MVA de transformación, 880.0 MVAR de compensación reactiva y 625.9 km-c de líneas de transmisión. Asimismo, 1 de estos proyectos es compartido con la Distribuidora.
- **En actividades y estudios previos:**
 - 3 proyectos se reportan en esta etapa debido a retos en la adquisición de predios y/o permisos, los cuales son compartidos con la Distribuidora y corresponden a 5.3 km-c de líneas de transmisión.

³⁹ Informe pormenorizado de avances en las obras de Ampliación y Modernización de la RNT. Actualización 09 de marzo de 2025.

- **En proceso de decisión:**

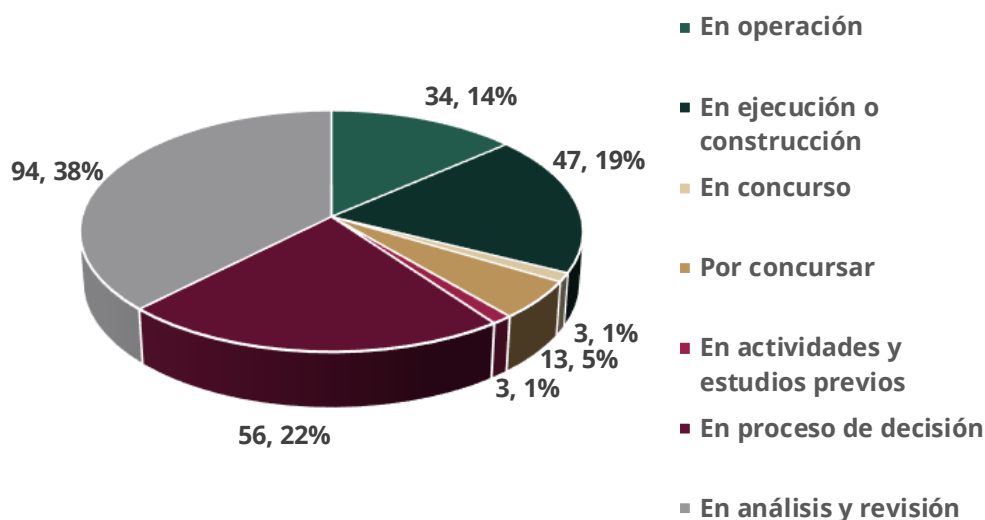
- 56 proyectos se reportan de esta manera, los cuales corresponden a un nuevo portafolio de proyectos para 2025 que atenderán de forma inmediata los problemas de congestionamiento, incremento en la capacidad de transmisión y transformación, además de mejorar los perfiles de voltaje, con un total de 8,505.0 MVA de transformación, 5,013.2 MVAR de compensación reactiva y 1,226.8 km-c de líneas de transmisión, los cuales se están documentando para revisión, evaluación, aprobación, autorización y asignación de recursos presupuestales por parte de todas las áreas involucradas durante este proceso.

- **En análisis y revisión (sin priorización):**

- 94 proyectos se reportan de esta forma, los cuales corresponden un total de 7,436.6 MVA de transformación, 2,028.3 MVAR de compensación reactiva y 3,444.8 km-c de líneas de transmisión.

En adición a lo anterior, existen diversos proyectos legados y por aportaciones. Todos estos proyectos tienen el objetivo de contribuir a mejorar las condiciones de operación de la RNT, la prestación de Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica, así como satisfacer las necesidades de Suministro Eléctrico a las Usuarías Finales.⁴⁰

Figura 45. Estado de los Proyectos de Ampliación y Modernización Instruidos, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Transportista.

⁴⁰ Para más información consultar el siguiente enlace: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ProgramaRNT_RDG.aspx.

Como se ha expuesto, existen múltiples proyectos de infraestructura para el SEN, no obstante, de acuerdo con la Transportista, estos han presentado atrasos para su desarrollo, entre otros, por las siguientes circunstancias:

- Prolongados procesos administrativos, de autorización y de contratación de bienes y servicios.
- Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor.
- Recursos presupuestales no autorizados y necesidades adicionales de presupuesto.
- Licitaciones desiertas.
- Desfases en la programación y caducidad de las autorizaciones.
- Dificultades en la adquisición de derechos de vía y servidumbres de paso.
- Complejidad en la investigación de condiciones de mercado.
- Falta de personal.
- Orden de prioridad, incertidumbre y dependencia.

Figura 46. Datos de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT en operación por GRT, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE y la Transportista.

Conforme a lo anterior, se observan en general, complejos procesos y requisitos, particularmente previo al inicio del desarrollo de los proyectos, los cuales la Transportista ha gestionado, sin embargo, parte de estas actividades dependen de

la coordinación y colaboración de diversas entidades de la Administración Pública Federal.

Por todo lo expuesto en este capítulo, resulta necesario reforzar las estrategias para la reducción de la duración de las interrupciones en la Red de Subtransmisión⁴¹ y mantener o incrementar el impulso en el desarrollo de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT, para una mejora continua en el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica, y que este se continúe brindando en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad.

⁴¹ Como parte de estas estrategias para la mejora continua de la calidad del servicio la Transportista informa que está trabajando en: 1. Interactuar con los suministradores, en particular con Suministro Básico, para la atención de requerimientos o fallas que evolucionan a la RNT, desde las instalaciones de los usuarios conectados a la Transportista, implementando acciones correctivas y preventivas que minimicen su recurrencia; 2. Realizar el análisis al mantenimiento en años anteriores con la finalidad de reactivar las buenas prácticas en los elementos o instalaciones (Líneas y Subestaciones) de la Transportista, lo cual incluye el seguimiento y análisis del plan de mantenimiento anual de las especialidades técnicas, con el objetivo de garantizar la continuidad del servicio eléctrico en la RNT y se reporta que se ha obtenido un cumplimiento del 99.96 % en 2022, 99.7 % en 2023 y 99.42 % en 2024; 3. Dar seguimiento puntual de la Planeación, Organización y Supervisión de las Actividades Multidisciplinarias y Trabajos Especiales de Mantenimiento o Modernización en elementos de la RNT, lo cual contempla el seguimiento a reuniones de Confiabilidad Operativa entre el CENACE, la Transportista y la Distribuidora, atendiendo compromisos generados en las mismas con el propósito de mantener la continuidad, confiabilidad y expansión de la RNT, y 4. Medición del servicio proporcionado por la Distribuidora al mantenimiento de las instalaciones de la RNT en voltajes de 138 a 69 kV, lo cual incluye continuar en coordinación con la Distribuidora para los trabajos de mantenimiento de las instalaciones de la RNT en tensiones de 69 a 138 kV y se reporta que se ha obtenido un cumplimiento de 87.12 % en 2022, 77.34 % en 2023 y 86.54% en 2024; por lo que se requiere dar seguimiento a estas acciones y fortalecer a la Transportista y a la RNT para la adecuada prestación del servicio.



Capítulo Cuatro.

Desempeño de las Redes Generales de Distribución

4

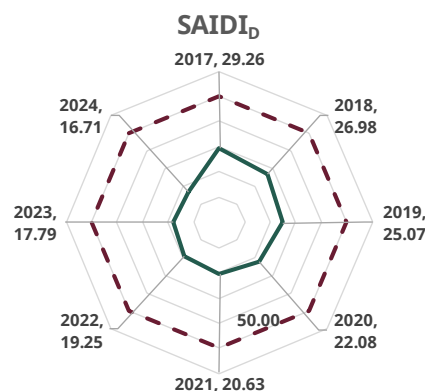
Para el objetivo de procurar la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad en las instalaciones y equipos de las RGD y de las Usuarias Finales, el artículo 19, del apartado 3, de las Disposiciones de la RNT y las RGD, establece los indicadores que debe observar la Distribuidora.

En este capítulo se presentan los valores estadísticos correspondientes a cada indicador reportado por la Distribuidora en los últimos ocho años, así como diversa información, la cual es utilizada por la CNE para realizar el análisis y evaluación del desempeño de las RGD.

4.1 Duración promedio de las interrupciones en las RGD

El SAIDI de las RGD, se calcula considerando las interrupciones que superan los cinco minutos de duración y mide la duración promedio de las interrupciones ocurridas en las RGD experimentadas por sus usuarios. Con el propósito de identificar el origen y la presencia de las causas de estos eventos, así como para realizar una evaluación objetiva, es necesario clasificar este índice de la siguiente forma:

1. **SAIDI_D** (sin eventos) considera las causas de interrupción atribuibles a la Distribuidora (proceso de operación y mantenimiento). De conformidad con las Disposiciones de la RNT y las RGD, este debe ser menor a 50 minutos por año a nivel nacional.
2. **SAIDI_D^{Total}** (con eventos) considera las causas de interrupción atribuibles al Distribuidor y adicionalmente las ocasionadas por casos fortuitos o de fuerza mayor.⁴²



Redes Generales de Distribución

Subestaciones Eléctricas de Alta a Media Tensión

Media Tensión
(2.4 – 34.5 kV)

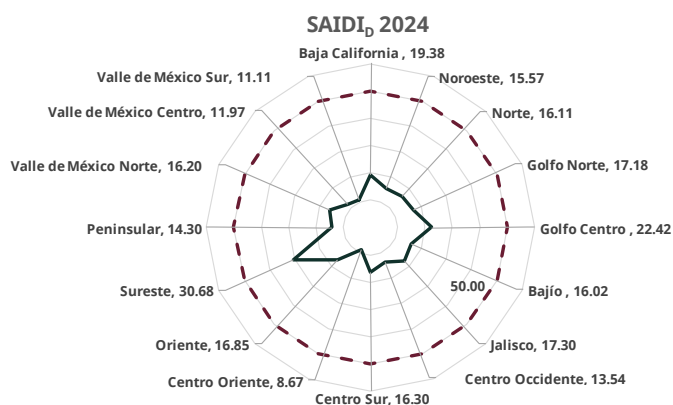
Baja Tensión (≤ 1 kV)

En la Tabla 19, se muestra la evolución del SAIDI acumulado anual de las Divisiones de Distribución para el periodo 2017-2024.

En 2024, el valor del indicador mejoró en 15 de las 16 Divisiones de Distribución registrando sus valores mínimos históricos, a excepción de la División Oriente donde se tuvo un incremento de 1.93 minutos, no obstante, todas las Divisiones presentan un indicador por debajo del límite establecido. La División

Para más información consultar:

[CFE Distribución Informe público anual 2024](#)



⁴² Con la publicación en el DOF del Acuerdo A/025/2023 el 23 de enero de 2024, se eliminó el límite superior de referencia establecido para el SAIDI_D^{Total} considerando su naturaleza imponderable.

Sureste por tercer año consecutivo muestra favorablemente la mayor disminución en este indicador después de haber superado la meta establecida en los años 2017 a 2019, no obstante, continúa siendo la División de mayor SAIDI en comparación con las demás, registrando un valor de 30.68 minutos, esto asociado a su extensión territorial y a la infraestructura de la que dispone en zonas que abarcan los estados de Oaxaca, Chiapas y Tabasco.⁴³ Respecto a la División Centro Oriente se destaca que su indicador ha disminuido continuamente desde 2017, registrando el menor SAIDI en el periodo 2021-2024 y un valor de 8.67 minutos en 2024.

Tabla 19. SAIDI por División de Distribución de las RGD, 2017-2024 [minutos].

No.	División de Distribución	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Tendencia	Variación 23-24 ¹	Veces por arriba del límite
1	Baja California	20.82	20.58	21.41	20.72	20.35	20.09	19.77	19.38		-0.39	0
2	Noroeste	36.59	34.46	29.86	23.46	20.82	18.02	16.27	15.57		-0.70	0
3	Norte	20.74	19.22	18.67	17.21	16.70	16.37	16.23	16.11		-0.12	0
4	Golfo Norte	25.01	22.07	19.77	18.98	17.87	17.80	17.44	17.18		-0.26	0
5	Golfo Centro	38.64	40.50	35.47	31.47	27.34	25.01	23.40	22.42		-0.98	0
6	Bajío	23.69	22.48	21.44	19.59	18.00	17.04	16.63	16.02		-0.61	0
7	Jalisco	24.41	23.73	22.44	21.58	19.41	18.32	17.89	17.30		-0.59	0
8	Centro Occidente	19.14	18.94	18.31	16.37	15.55	15.49	15.05	13.54		-1.51	0
9	Centro Sur	26.73	25.77	24.75	20.44	19.15	18.55	16.64	16.30		-0.34	0
10	Centro Oriente	17.63	17.60	17.12	14.72	12.74	11.06	9.74	8.67		-1.07	0
11	Oriente	22.35	26.62	22.17	19.17	16.21	15.68	14.92	16.85		1.93	0
12	Sureste	72.15	55.03	53.41	46.95	47.52	42.10	36.33	30.68		-5.65	3
13	Peninsular	18.38	19.24	17.24	15.05	14.91	14.63	14.32	14.30		-0.02	0
14	Valle de México Norte	27.67	26.11	25.47	24.39	22.60	20.46	18.17	16.20		-1.97	0
15	Valle de México Centro	22.53	20.82	18.37	14.35	13.71	12.73	12.32	11.97		-0.35	0
16	Valle de México Sur	38.09	31.83	27.79	20.81	18.88	17.66	14.18	11.11		-3.07	0

¹ La disminución del indicador representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

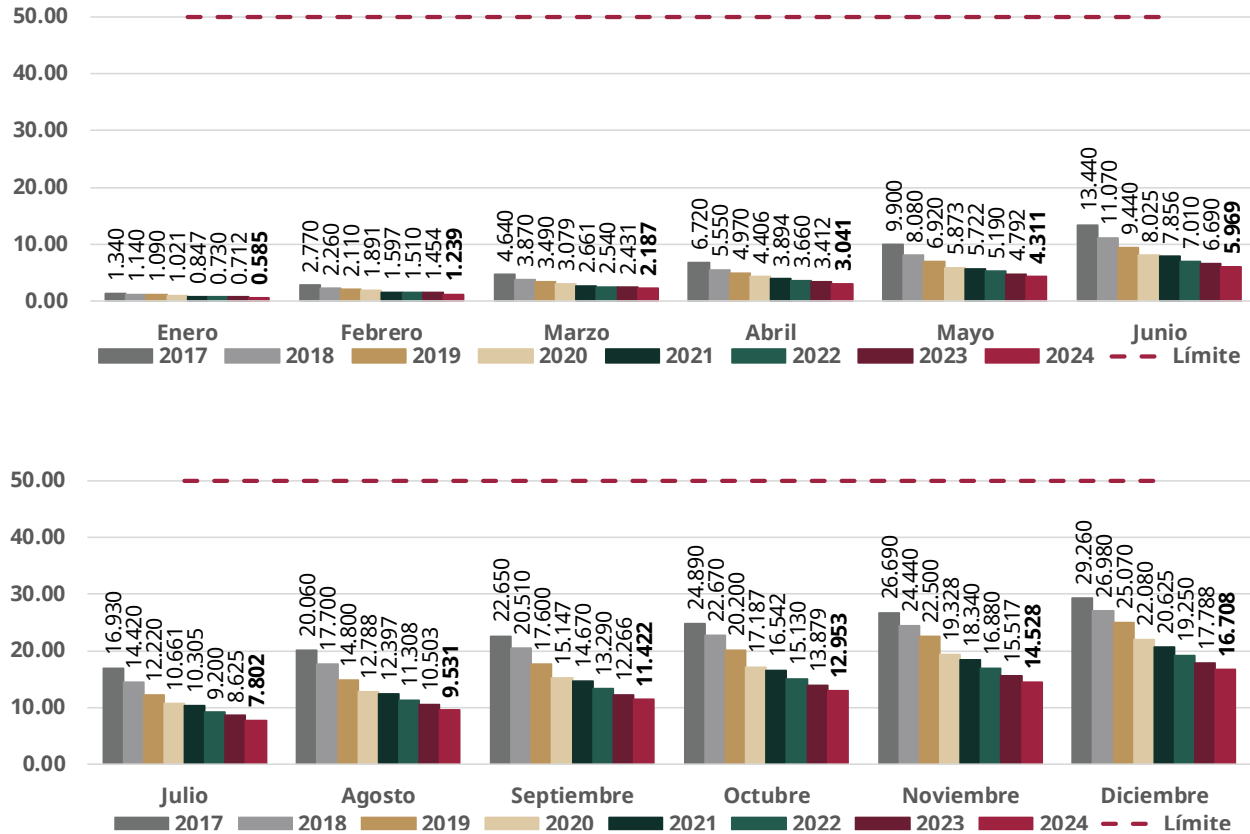
En este contexto, la Figura 47 muestra el valor del acumulado anual del SAIDI_D con base mensual, el cual ha presentado una mejora continua durante el periodo 2017-2024, ubicándose en todo el periodo dentro de la meta establecida con un margen de entre 30 y 64 % respecto al límite superior de referencia, registrando en 2024 un valor de 16.708 minutos, lo que representa una reducción del 6.07 % respecto al 2023.

En adición a lo anterior, la extensión y desarrollo de las RGD las hace susceptibles a diferentes eventos desde operativos y de mantenimiento hasta de fuerza mayor y fortuitos, si bien no todos culminan en una interrupción, representan una cantidad mucho mayor que los suscitados en la RNT, pero de menor impacto en cuanto a la magnitud de usuarios afectados. En este sentido, respecto al SAIDI_D^{Total} el 14.3 % de las causas de interrupción en 2024 fueron atribuidas a la Distribuidora mientras que

⁴³ La competencia territorial de las Divisiones de Distribución hasta 2024 se puede consultar en el siguiente enlace: [Estatuto Orgánico de CFE Distribución](#). Para más información véase: [Boletín Electrónico](#).

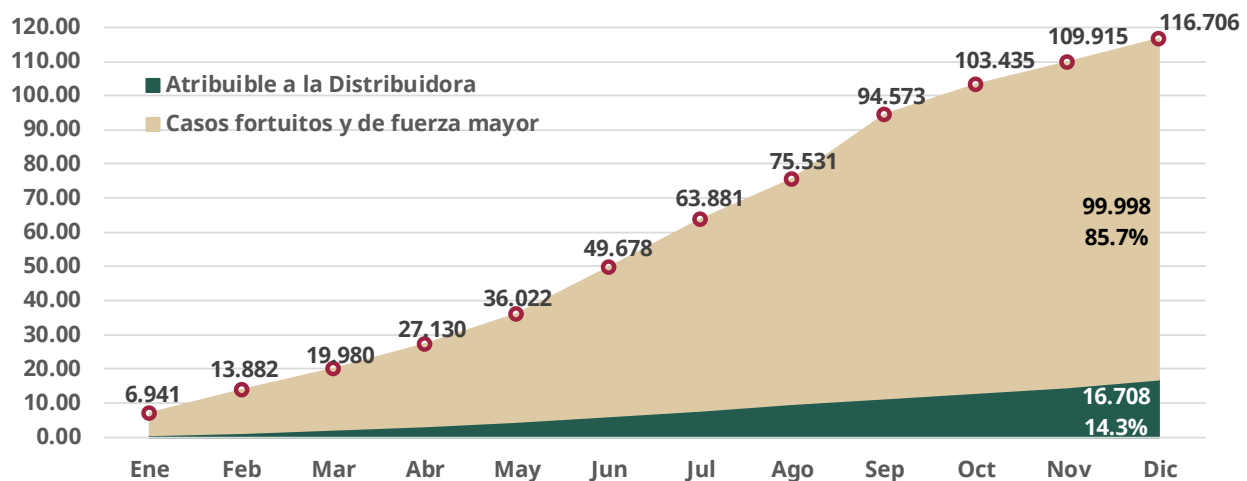
el 85.7 % se asociaron a casos fortuitos y de fuerza mayor, registrando un valor acumulado anual de 116.706 minutos para 2024 como se muestra en la Figura 48.

Figura 47. SAIDI_o 2017 – 2024. Acumulado anual con base mensual [minutos].



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

Figura 48. Composición del SAIDI_o^{Total}, 2024 [minutos].

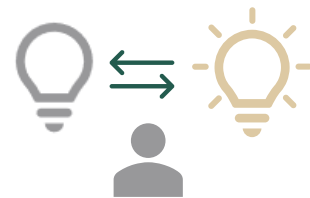
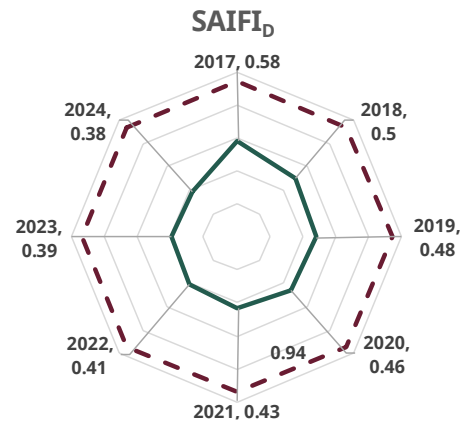


Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

4.2 Frecuencia promedio de las interrupciones en las RGD

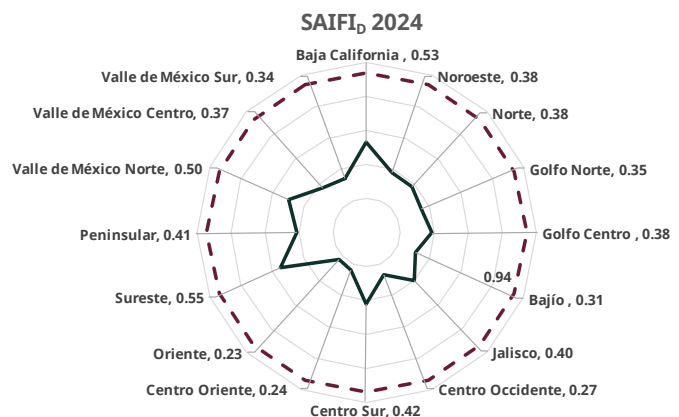
El índice SAIFI, representa la cantidad de interrupciones promedio superiores a cinco minutos que una Usuaría Final experimenta en un periodo determinado derivado de fallas o libranzas en las RGD, el objetivo del índice es evaluar la eficacia en la operación y mantenimiento de las RGD y se clasifica de la siguiente manera:

1. **SAIFI_D** que considera las interrupciones por causas atribuibles a la Distribuidora, cuya meta es de 0.94 interrupciones promedio anual por usuario a nivel nacional, y
2. **SAIFI_D^{Total}** que considera, además de lo anterior, las interrupciones atribuibles a casos fortuitos o de fuerza mayor.⁴⁴



En la Tabla 20 se muestra la evolución del SAIFI acumulado anual de las Divisiones de Distribución para el periodo 2017-2024.

En 2024, el valor del indicador se mantuvo o mejoró en 13 de las 16 Divisiones de Distribución, a excepción de la Divisiones Oriente, Peninsular y Valle de México Norte donde se observaron incrementos de 0.02 y 0.01 interrupciones promedio, no obstante, todas las Divisiones presentan un indicador por debajo del límite establecido. La División Sureste presentó favorablemente la mayor disminución en este indicador, no obstante, también es la División de mayor SAIFI en comparación con las demás, registrando un valor de 0.55 interrupciones promedio, esto se asocia, como se mencionó previamente, a su extensión territorial y a la infraestructura de la que dispone en zonas que abarcan los estados de Oaxaca, Chiapas y Tabasco. La División Oriente, registró en comparación con las demás, el menor SAIFI en el 2024 con un valor de 0.23 interrupciones promedio por



⁴⁴ Con la publicación en el DOF del Acuerdo A/025/2023 el 23 de enero de 2024, se eliminó el límite superior de referencia establecido para el SAIFI_D^{Total} considerando su naturaleza imponderable.

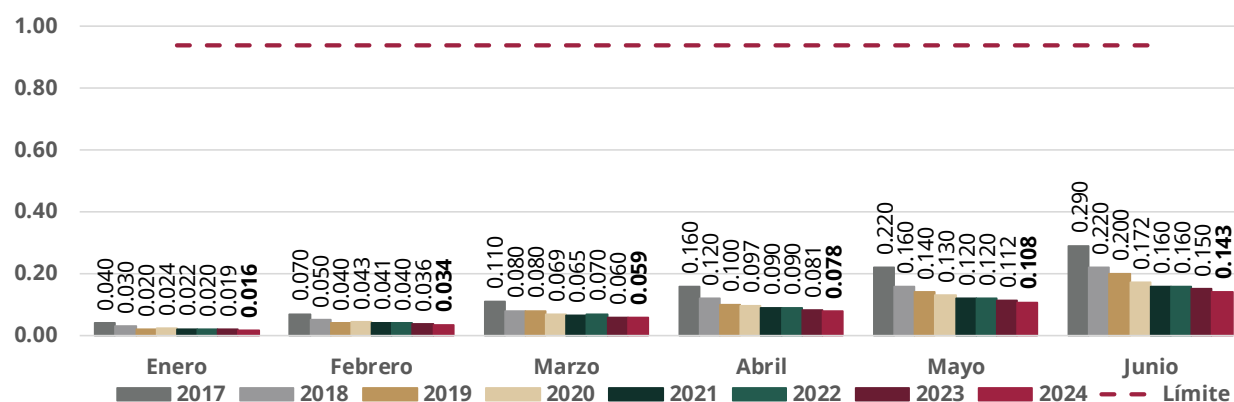
usuario a pesar de haber incrementado su índice con respecto al registrado en el 2023. En este contexto, la Figura 49 muestra el valor del acumulado anual del SAIFI_D con base mensual, el cual ha presentado una mejora continua durante el periodo 2017-2024, ubicándose en todo el periodo dentro de la meta establecida con un margen de entre 38 y 60 % respecto al límite superior de referencia, registrando en 2024 un valor de 0.375 interrupciones promedio por usuario, lo que representa una reducción del 4.09 % respecto al 2023. En adición a lo anterior, respecto al SAIFI_D^{Total} el 36.1 % de las causas de interrupción en 2024 fueron atribuidas a la Distribuidora mientras que el 63.9 % se asociaron a casos fortuitos y de fuerza mayor, registrando un valor acumulado anual de 1.038 interrupciones promedio por usuario para 2024 como se muestra en la Figura 50.

Tabla 20. SAIFI por División de Distribución de las RGD, 2017-2024 [interrupciones promedio por usuario].

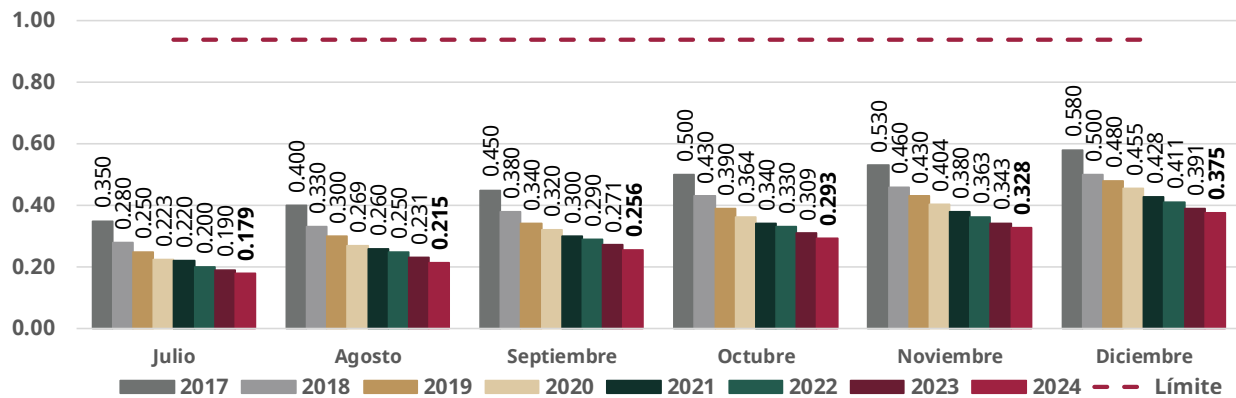
No.	División de Distribución	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Tendencia	Variación 23-24 ¹	Veces por arriba del límite
1	Baja California	0.57	0.54	0.57	0.57	0.54	0.53	0.53	0.53		0.00	0
2	Noroeste	0.91	0.87	0.62	0.52	0.47	0.42	0.39	0.38		-0.01	0
3	Norte	0.58	0.48	0.43	0.42	0.40	0.38	0.38	0.38		0.00	0
4	Golfo Norte	0.47	0.42	0.38	0.38	0.37	0.36	0.35	0.35		0.00	0
5	Golfo Centro	0.39	0.35	0.38	0.40	0.42	0.41	0.39	0.38		-0.01	0
6	Bajío	0.39	0.35	0.35	0.33	0.33	0.32	0.32	0.31		-0.01	0
7	Jalisco	0.48	0.46	0.46	0.45	0.43	0.41	0.41	0.40		-0.01	0
8	Centro Occidente	0.40	0.38	0.35	0.35	0.30	0.30	0.30	0.27		-0.03	0
9	Centro Sur	0.70	0.53	0.58	0.56	0.50	0.48	0.43	0.42		-0.01	0
10	Centro Oriente	0.34	0.30	0.27	0.32	0.29	0.27	0.25	0.24		-0.01	0
11	Oriente	0.38	0.31	0.33	0.28	0.27	0.23	0.21	0.23		0.02	0
12	Sureste	0.90	0.61	0.64	0.68	0.62	0.63	0.63	0.55		-0.08	0
13	Peninsular	0.53	0.51	0.45	0.43	0.42	0.42	0.39	0.41		0.02	0
14	Valle de México Norte	0.72	0.72	0.65	0.64	0.63	0.57	0.49	0.50		0.01	0
15	Valle de México Centro	0.71	0.66	0.55	0.43	0.43	0.40	0.39	0.37		-0.02	0
16	Valle de México Sur	0.86	0.74	0.70	0.58	0.49	0.50	0.41	0.34		-0.07	0

¹ La disminución del indicador representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.
Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

Figura 49. SAIFI_D 2017 - 2024. Acumulado anual con base mensual [minutos].

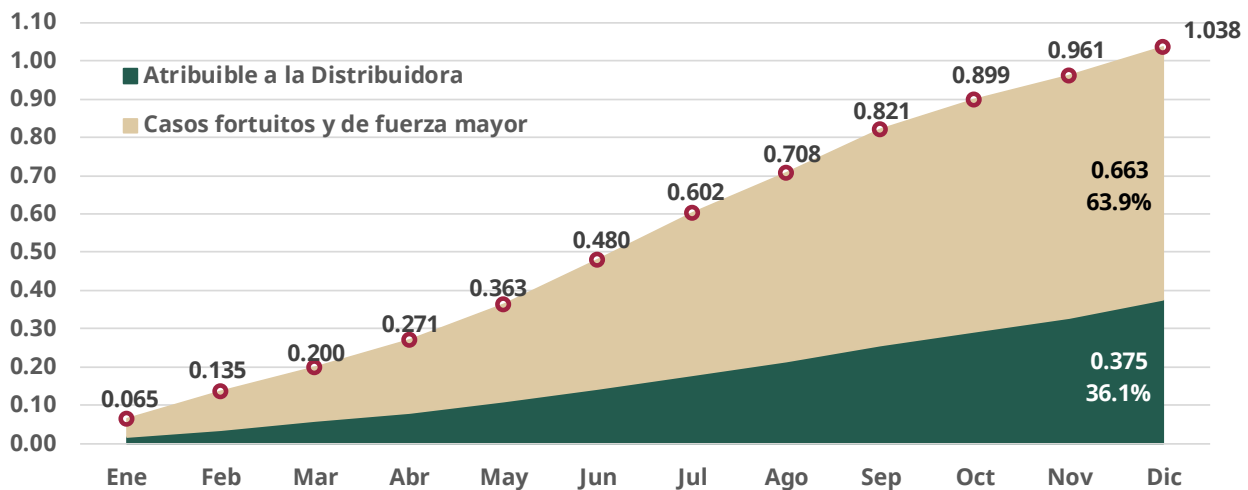


(continúa en la siguiente página)



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

Figura 50. Composición del SAIFI_D Total, 2024 [interrupciones promedio por usuario].

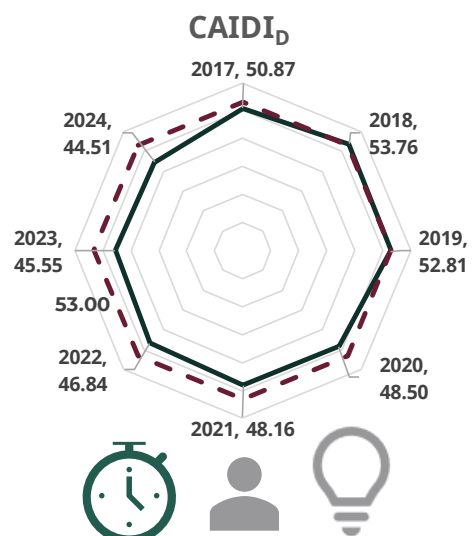


Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

4.3 Duración promedio de las interrupciones por usuario en las RGD

El CAIDI se define como la duración promedio de las interrupciones individuales del Suministro Eléctrico ante falla o libranza de un elemento de las RGD; debe calcularse anualmente a nivel nacional, así como para cada División de Distribución; para su evaluación se consideran las interrupciones superiores a cinco minutos y las siguientes clasificaciones:

1. **CAIDI_D** que considera las causas atribuibles a la Distribuidora y debe ser menor a 53 minutos anuales a nivel nacional.



2. $CAIDI_D^{Total}$ que considera, además de lo anterior, las interrupciones atribuibles a casos fortuitos o de fuerza mayor.⁴⁵

La Tabla 21 muestra la evolución del CAIDI acumulado anual de las Divisiones de Distribución para el periodo 2017-2024.

En 2024, el valor del indicador se mantuvo o mejoró en 14 de las 16 Divisiones de Distribución, a excepción de las Divisiones Oriente y Valle de México Centro donde se observaron incrementos de 1.89 y 0.79 minutos por usuario respectivamente. Por otra parte, 7 de las 16 Divisiones registraron su valor mínimo histórico en 2024, no obstante, las Divisiones Golfo Centro, Oriente y Sureste rebasaron el límite superior de referencia siendo que históricamente no han logrado ubicarse dentro del rango de la meta establecida. La División Valle de México Norte presentó favorablemente la mayor disminución en este indicador reduciendo su valor alrededor de 13 % en comparación con el registrado en 2023, lo cual le permitió colocarse como la División de menor CAIDI con 32.23 minutos por usuario. En contraste, la División Oriente registró el mayor CAIDI en comparación con las demás, con un valor de 71.97 minutos por usuario.

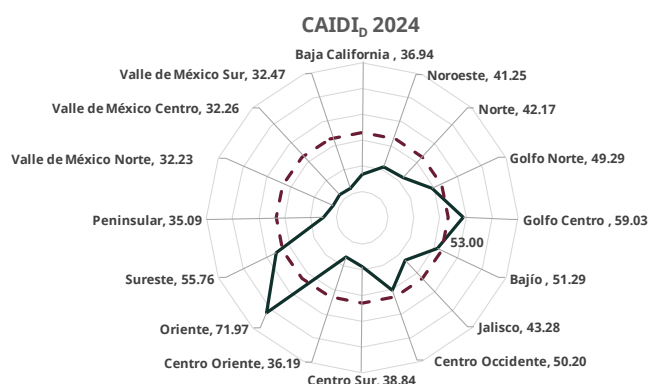


Tabla 21. CAIDI por División de Distribución de las RGD, 2017-2024 [minutos por usuario].

No.	División de Distribución	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Tendencia	Variación 23-24 ¹	Veces por arriba del límite
1	Baja California	36.71	38.24	37.36	36.62	38.08	37.74	37.12	36.94		-0.18	0
2	Noroeste	40.20	39.73	48.59	45.40	44.70	42.56	41.73	41.25		-0.48	0
3	Norte	35.69	39.73	43.38	40.65	41.68	42.66	42.30	42.17		-0.13	0
4	Golfo Norte	53.74	52.64	51.50	49.70	48.59	49.78	49.76	49.29		-0.47	1
5	Golfo Centro	100.04	116.30	92.51	77.97	65.62	61.83	59.57	59.03		-0.54	8
6	Bajío	60.70	64.42	61.23	59.21	55.06	53.09	52.40	51.29		-1.11	6
7	Jalisco	50.74	51.16	48.45	47.49	44.74	44.45	43.59	43.28		-0.31	0
8	Centro Occidente	48.07	49.39	52.89	47.40	51.11	51.55	50.77	50.20		-0.57	0
9	Centro Sur	38.08	48.33	42.52	36.61	38.72	38.88	38.84	38.84		0.00	0
10	Centro Oriente	52.43	59.36	63.47	45.65	43.49	41.19	38.59	36.19		-2.40	2
11	Oriente	59.06	84.97	66.99	67.62	59.72	67.94	70.08	71.97		1.89	8
12	Sureste	80.54	90.06	83.82	69.29	76.49	67.35	57.48	55.76		-1.72	8
13	Peninsular	35.03	38.10	38.44	35.38	35.35	35.15	36.41	35.09		-1.32	0
14	Valle de México Norte	38.19	36.54	39.48	38.33	35.63	35.96	37.01	32.23		-4.78	0
15	Valle de México Centro	31.56	31.77	33.65	33.42	32.02	31.96	31.47	32.26		0.79	0
16	Valle de México Sur	44.38	42.78	39.73	36.08	38.55	35.07	34.34	32.47		-1.87	0

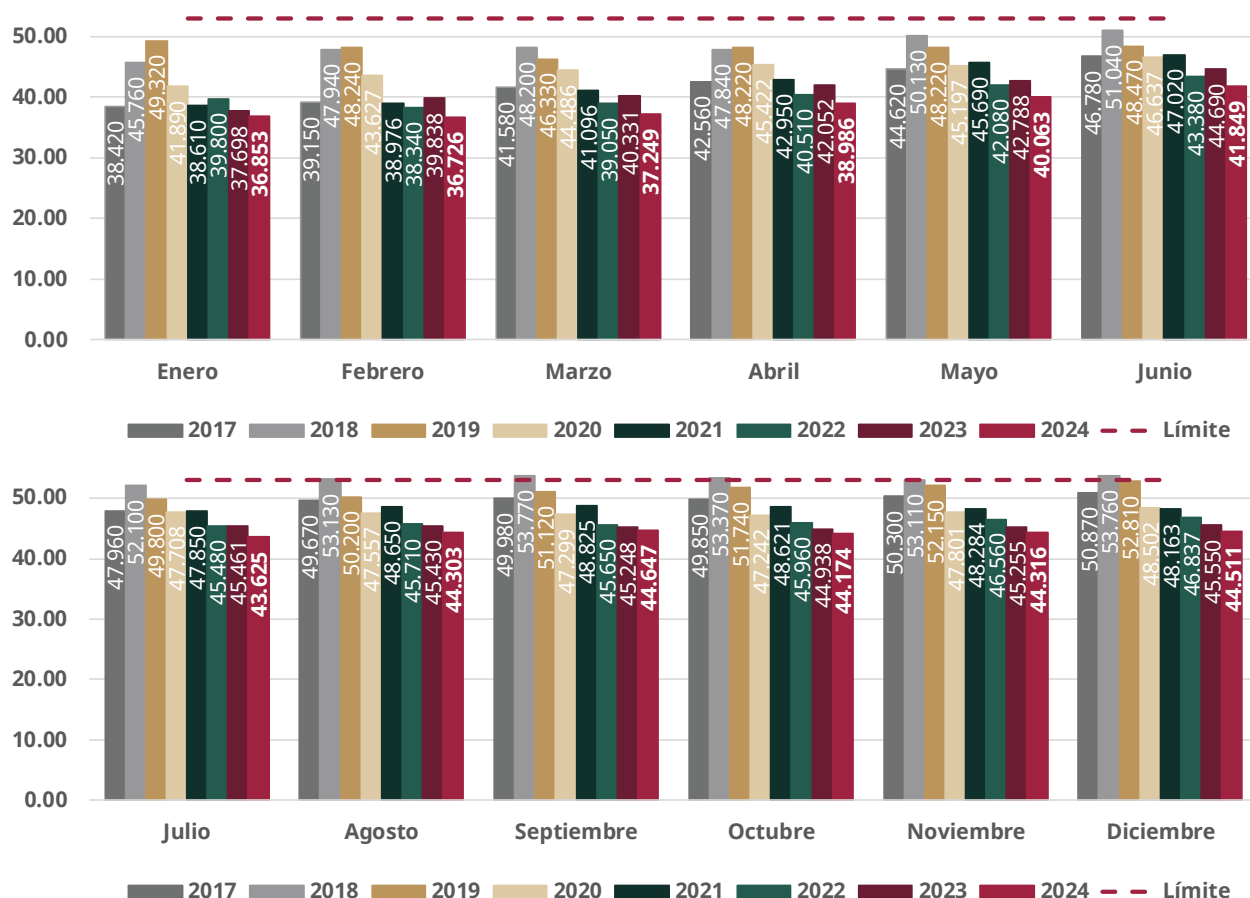
¹ La disminución del indicador representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

⁴⁵ Con la publicación en el DOF del Acuerdo A/025/2023 el 23 de enero de 2024, se eliminó el límite superior de referencia establecido para el $CAIDI_D^{Total}$ considerando su naturaleza imponderable.

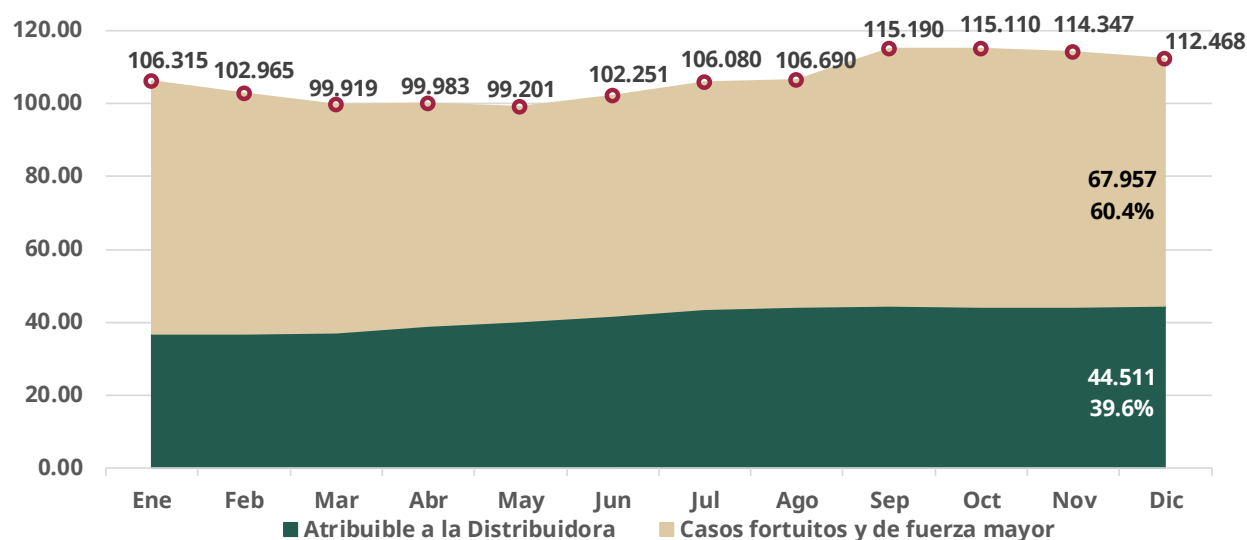
En este contexto, la Figura 51 muestra el valor del acumulado anual del CAIDI_D con base mensual, el cual ha presentado variaciones durante el periodo 2017-2024, ubicándose en la mayoría del periodo dentro de la meta establecida, excepto en el año 2018, en el cual este índice registró un valor de 53.76 minutos por usuario. Cabe señalar que el CAIDI también se define como el cociente del SAIDI entre el SAIFI para cada clasificación y alcance geográfico, motivo por el cual se pueden observar valores superiores en diversos meses calendario en comparación con el valor de cierre del año correspondiente al mes de diciembre el cual es representativo del SAIDI y SAIFI acumulados anualmente. Para 2024 este indicador registró un valor de 44.511 minutos por usuario, lo que representa una reducción del 2.28 % respecto al registrado en 2023.

Figura 51. CAIDI_D 2017 - 2024. Acumulado anual con base mensual [minutos por usuario].



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

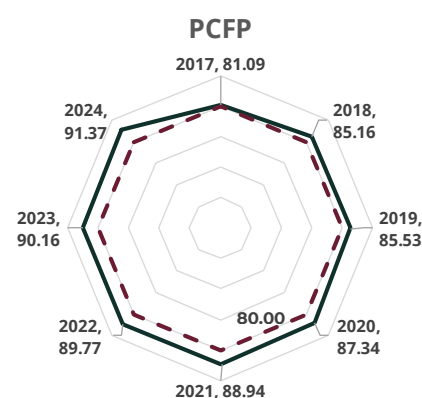
En adición a lo anterior, respecto al CAIDI_D^{Total} el 39.6 % de las causas de interrupción en 2024 fueron atribuidas a la Distribuidora mientras que el 60.4 % se asociaron a casos fortuitos y de fuerza mayor, registrando un valor acumulado anual de 112.468 minutos por usuario para 2024 como se muestra en la Figura 52.

Figura 52. Composición del CAIDI^{Total}, 2024 [minutos por usuario].

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

4.4 Factor de potencia en las RGD

Con la finalidad de optimizar la utilización de las RGD, la Distribuidora debe vigilar y controlar el flujo de potencia reactiva que circula en la red. Para lograr lo anterior, la Distribuidora está obligada a monitorear el cumplimiento del factor de potencia de los circuitos que componen las RGD, un circuito se considera en cumplimiento cuando el promedio de los registros de medición obtenidos evaluados con base mensual en intervalos de medición de 10 minutos, es mayor o igual a un factor de potencia de 0.95. El criterio mencionado se debe cumplir en al menos el 80 % de los circuitos de las RGD que cuenten con medidor digital, en cada División de Distribución. Para la medición del factor de potencia, la Distribuidora debe contar al menos con el 75 % de la infraestructura requerida para su medición en los interruptores de los circuitos de media tensión.⁴⁶



El promedio nacional anual, con base mensual, del porcentaje de cumplimiento de factor de potencia fue de **91.37 %** en 2024, incrementando favorablemente en 1.34 % en comparación con 2023.

La Tabla 22 muestra la evolución del PCFP⁴⁷ considerando los promedios anuales con base mensual de las Divisiones de Distribución para el periodo 2017-2024.

⁴⁶ Con la publicación en el DOF del Acuerdo A/025/2023 el 23 de enero de 2024, se agregaron criterios para excluir circuitos con características técnicas particulares de la evaluación del porcentaje de cumplimiento de factor de potencia.

⁴⁷ Porcentaje de Cumplimiento de Factor de Potencia.

En 2024, el valor del indicador mejoró en 15 de las 16 Divisiones de Distribución, a excepción de la División Bajío donde se observó una reducción de 1.87 %. La División Bajío registró valores por debajo de la meta establecida en abril (76.64 %) y diciembre (77.61 %) de 2024, motivo por el cual fue también la División con menor promedio anual de PCFP. Por otra parte, 13 de las 16 Divisiones registraron su valor máximo histórico en 2024, siendo la División Valle de México Centro la que presentó favorablemente el mayor incremento en este indicador aumentando su valor promedio en 7.86 puntos porcentuales en comparación con el registrado en 2023. La División Centro Occidente registró el mayor PCFP promedio en comparación con las demás, con 96.89 %.

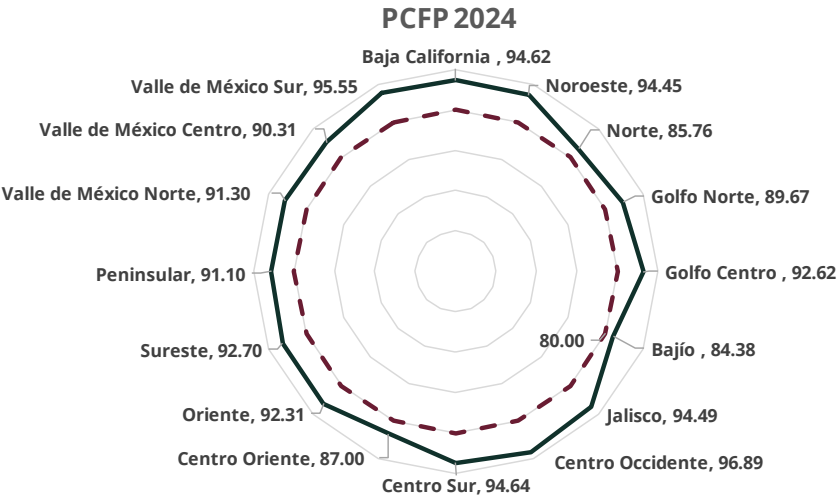


Tabla 22. Porcentaje de cumplimiento de factor de potencia en las RGD por División de Distribución, 2017-2024.

No.	División de Distribución	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Tendencia	Variación 23-24 ¹	Veces por debajo del límite
1	Baja California	88.58	88.68	87.19	89.45	90.18	92.03	92.66	94.62		1.96	0
2	Noroeste	86.09	81.89	85.80	89.97	91.38	92.84	93.42	94.45		1.03	0
3	Norte	74.06	83.26	82.07	82.72	84.07	83.86	84.05	85.76		1.71	1
4	Golfo Norte	82.87	83.39	82.92	85.64	88.29	89.56	88.32	89.67		1.35	0
5	Golfo Centro	82.54	82.86	83.62	82.81	85.18	87.92	89.82	92.62		2.80	0
6	Bajío	76.89	74.50	76.86	80.16	83.40	84.85	86.25	84.38		-1.87	3
7	Jalisco	88.29	87.41	87.73	90.57	91.64	92.93	92.41	94.49		2.08	0
8	Centro Occidente	85.61	89.92	91.78	93.25	94.56	95.71	96.70	96.89		0.19	0
9	Centro Sur	89.13	91.75	93.10	92.73	93.53	94.16	93.68	94.64		0.96	0
10	Centro Oriente	89.18	90.70	84.84	86.34	88.43	85.08	86.94	87.00		0.06	0
11	Oriente	82.83	87.96	86.71	86.26	89.84	90.20	90.91	92.31		1.41	0
12	Sureste	87.73	86.21	84.90	88.49	90.98	90.49	91.86	92.70		0.84	0
13	Peninsular	83.09	84.37	84.53	88.71	90.18	91.90	90.71	91.10		0.39	0
14	Valle de México Norte	87.44	87.28	88.09	86.73	87.27	88.48	88.90	91.30		2.40	0
15	Valle de México Centro	79.24	78.35	84.86	82.18	82.07	82.78	82.45	90.31		7.86	2
16	Valle de México Sur	92.93	93.85	91.97	92.77	92.93	92.98	94.86	95.55		0.69	0

¹ Para este indicador un incremento del valor representa una mejora, el mínimo esperado es de 80.0 %.

Nota: Los valores mostrados representan el promedio anual con base mensual para cada División.

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

En este contexto, la Figura 53 muestra el valor mensual del PCFP nacional para cada año del periodo 2017-2024, ubicándose en la mayoría del periodo en cumplimiento con la meta establecida, excepto en el segundo trimestre de 2017, en el cual este índice registró valores de alrededor de 79 % en los meses de abril a junio.

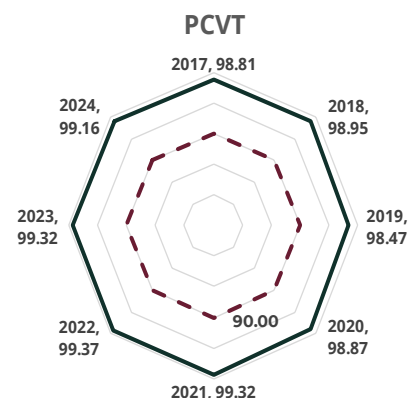
Figura 53. Porcentaje de cumplimiento de factor de potencia mensual a nivel nacional para el periodo 2017 – 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

4.5 Tensión del suministro en las RGD

La prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica debe realizarse considerando el correcto funcionamiento e integridad de las RGD, de acuerdo con un determinado rango de tensión dentro del cual la Distribuidora debe proporcionar el suministro, para que los equipos y dispositivos de las Usuarías Finales operen adecuadamente, sin afectar sus características de diseño. Los límites de variación de tensión aplicables a las barras de las subestaciones de las RGD (Nodos de Calidad)⁴⁸ deben establecerse dentro del rango de $\pm 5\%$ de conformidad con las Disposiciones de la RNT y las RGD y el Código de Red. Asimismo, conforme a las



El promedio nacional anual, con base mensual, del PCVT fue de **99.16 %** en 2024, disminuyendo en 0.16 % en comparación con 2023.

⁴⁸ Buses de Media Tensión de las subestaciones eléctricas de Alta a Media Tensión.

Disposiciones de la RNT y las RGD, la Distribuidora debe cumplir con los límites de tensión establecidos en al menos el 90 % de los Nodos de Calidad. El PCVT⁴⁹ se calcula a través de los registros de medición de 10 minutos y obteniendo la relación de los Nodos de Calidad que se encuentran en cumplimiento del rango establecido respecto al número total de Nodos de Calidad evaluados.

La Tabla 23 muestra la evolución del PCVT considerando los promedios anuales con base mensual de las Divisiones de Distribución para el periodo 2017-2024.

En 2024, el valor del indicador mejoró o se mantuvo en 7 de las 16 Divisiones de Distribución, por lo que en su mayoría se presentaron reducciones en este índice, no obstante, todas las Divisiones se encuentran en cumplimiento con la meta establecida.

Asimismo, 4 de las 16 Divisiones registraron su valor máximo histórico en 2024.

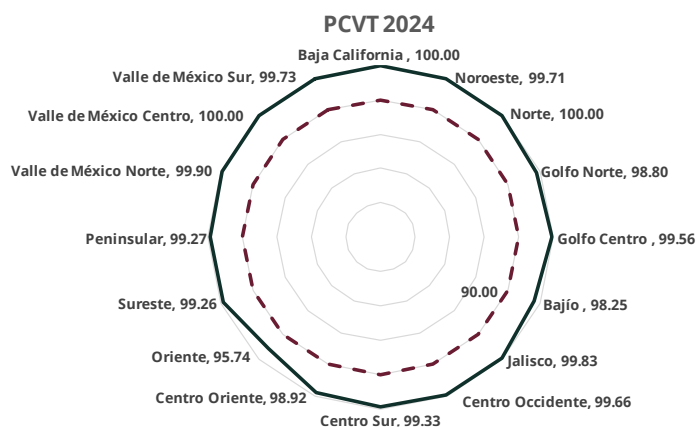


Tabla 23. Porcentaje de cumplimiento de variaciones de tensión en las RGD por División de Distribución, 2017-2024.

División de distribución	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Tendencia	Variación 23-24 ¹	Veces por debajo del límite
Baja California	99.53	99.93	99.54	99.60	98.30	99.69	99.87	100.00		0.13	0
Noroeste	99.66	99.53	99.43	99.91	99.37	99.76	99.86	99.71		-0.15	0
Norte	99.88	99.88	99.75	99.79	99.95	99.81	99.84	100.00		0.16	0
Golfo Norte	99.36	99.05	99.14	99.21	99.55	99.51	99.36	98.80		-0.56	0
Golfo Centro	99.37	99.20	98.26	97.98	99.08	99.57	99.75	99.56		-0.19	0
Bajío	99.27	96.55	95.83	97.93	98.87	98.70	98.84	98.25		-0.59	0
Jalisco	99.44	98.96	99.04	99.33	99.57	99.51	98.95	99.83		0.88	0
Centro Occidente	99.40	99.60	99.86	99.81	99.82	99.75	99.79	99.66		-0.13	0
Centro Sur	98.51	99.03	98.65	99.04	99.75	99.50	99.09	99.33		0.24	0
Centro Oriente	98.79	98.43	97.49	99.57	97.86	97.86	98.33	98.92		0.59	0
Oriente	97.19	98.16	94.90	95.99	98.54	98.22	96.67	95.74		-0.93	0
Sureste	98.34	99.17	97.81	97.83	99.13	99.28	99.60	99.26		-0.34	0
Peninsular	99.24	99.16	97.38	98.91	99.35	99.67	99.42	99.27		-0.15	0
Valle de México Norte	98.51	98.77	99.43	99.75	99.39	99.78	99.59	99.90		0.32	0
Valle de México Centro	99.76	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00		0.00	0
Valle de México Sur	99.26	99.79	99.52	99.72	100.00	99.73	99.91	99.73		-0.18	0

¹ Para este indicador un incremento del valor representa una mejora, el mínimo esperado es de 90.0 %.

Nota: Los valores mostrados representan el promedio anual con base mensual para cada División.

Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

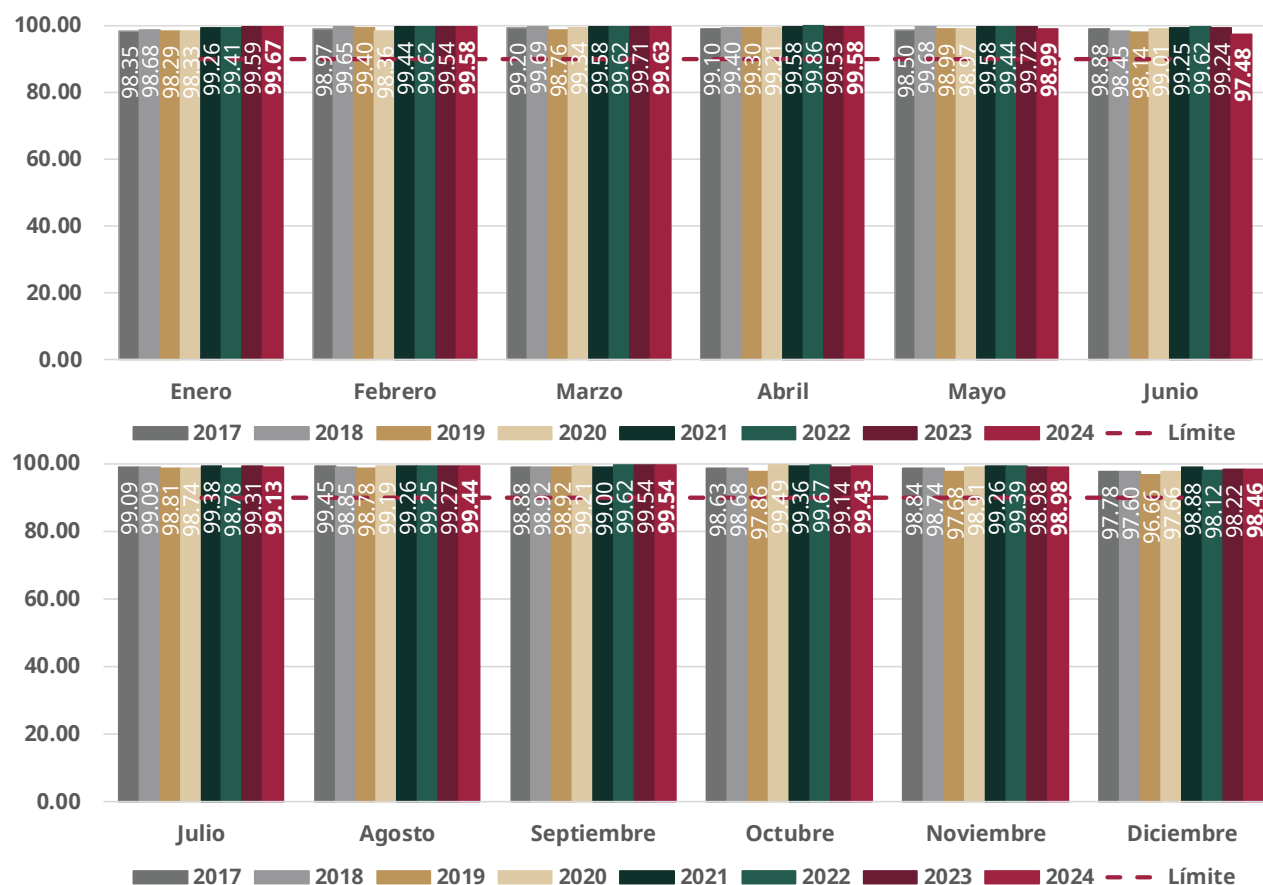
⁴⁹ Porcentaje de Cumplimiento de Variaciones de Tensión.

En adición a lo anterior, la División Jalisco presentó favorablemente el mayor incremento en este índice aumentando su valor promedio en 0.88 puntos porcentuales en comparación con el registrado en 2023. Asimismo, la División Valle de México Centro continúa registrando 100 % de cumplimiento por séptimo año consecutivo desde 2018, siendo que en 2024 las Divisiones Baja California y Norte también registraron 100 % de cumplimiento, por lo que estas Divisiones corresponden a las de mayor PCVT para 2024.

En contraste, la División Golfo Norte registró su valor mínimo histórico en 2024 con 98.8 % y la División Oriente tuvo el mayor decremento en el indicador disminuyendo 0.93 puntos porcentuales en comparación con lo registrado en 2023, colocándose como la División con menor PCVT por segundo año consecutivo registrando un valor de 95.74 % en 2024.

En este contexto, la Figura 54 muestra el valor mensual del PCVT nacional para cada año del periodo 2017-2024, ubicándose en todo el periodo en cumplimiento con la meta establecida.

Figura 54. Porcentaje de cumplimiento de variaciones de tensión mensual a nivel nacional para el periodo 2017 - 2024.



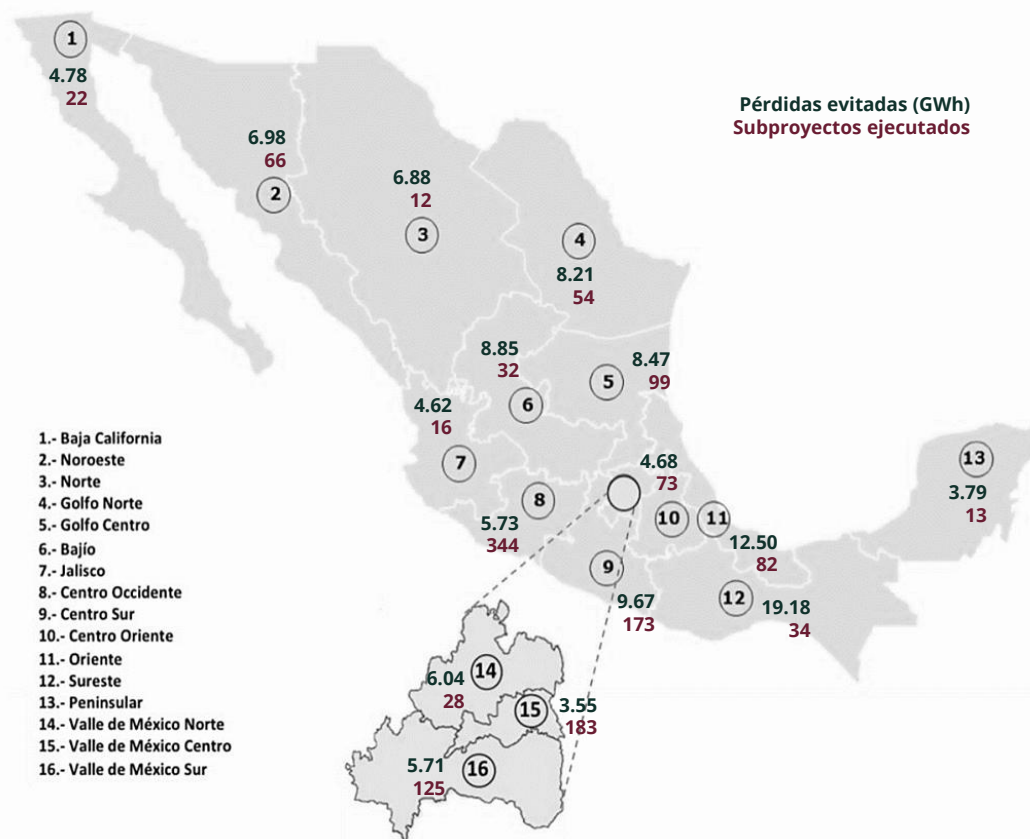
Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

4.6 Proyectos de Ampliación y Modernización de las RGD

Para el 2024, se encontraba programada la ejecución de 5 proyectos en las RGD, los cuales reportan los siguientes avances en su desarrollo:^{50, 51 y 52}

1. Programa para el incremento de la eficiencia operativa de las RGD mediante la reducción de pérdidas técnicas (ver Figura 55).

Figura 55. Pérdidas evitadas (GWh) y subproyectos ejecutados por División de Distribución en 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

Este programa incluye los siguientes subproyectos:

- Cambio de tensión de circuitos de Media Tensión.

⁵⁰ Informe pormenorizado de avances en las obras de Ampliación y Modernización de las RGD. Actualización a marzo de 2025.

⁵¹ Para más información consultar los [Programas de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución](#).

⁵² Existen 10 proyectos adicionales cuya ejecución no se programó para 2024, sino que se aplazaron y por lo tanto, no obtuvieron asignación de recursos de inversión en 2024, estos son: Modernización de interruptores de media tensión de subestaciones de distribución, Modernización de transformadores de media a baja tensión de las RGD, Confiabilidad y calidad de las RGD, Calidad de la energía de las RGD, Escalamiento de la medición a infraestructura de medición avanzada, Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM, Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE), Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD, Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y Centros de Control de Distribución y Proponer elementos necesarios para el alojamiento de la Generación Distribuida en las RGD.

- Construcción de nuevos circuitos de Media Tensión.
- Creación de nuevas áreas.
- Instalación de equipos de compensación de potencia reactiva.
- Optimización de circuitos de media tensión.
- Plan de Crecimiento y Reordenamiento de las RGD (PCR).
- Recalibración de circuitos de Media Tensión.
- Reconfiguración de la red de Baja Tensión.
- Sustitución de transformadores.

En total se concluyeron 1,356 subproyectos ejecutados y se evitaron 119.64 GWh de pérdidas técnicas asociados a la implementación de este programa en 2024.

2. Programa para la adquisición de acometidas y medidores de Distribución (ver Figura 56).

Figura 56. Medidores y acometidas adquiridos por División de Distribución en 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

En total se adquirieron 54,568 km de acometidas y 2.863 millones de medidores con la implementación de este programa en 2024.

3. Regularización de colonias populares. En 2024, para este proyecto se concluyeron 125 obras de este programa, regularizando 4,302 usuarios con 2,265 postes, 371 transformadores de distribución con una capacidad instalada total de 7,613 kVA y 101.92 km de líneas de Media Tensión, con 8.36 GWh de energía ingresada a la facturación.
4. Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT). En 2024, se reemplazaron 8 transformadores de Alta a Media Tensión (198.75 MVA), tres de la División Centro Oriente, uno de la División Centro Sur, uno de la División Peninsular, uno de la División Noroeste, uno de la División Norte y uno de la División Golfo Norte.
5. Operación remota y automatismo en redes de distribución. En 2024, se adquirieron e instalaron 627 equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC) telecontrolados.

En cuanto a los proyectos de ampliación y modernización de las RGD del MEM (subestaciones de Alta a Media Tensión), del 2018 al 2024, la SENER ha instruido 200 proyectos relacionados con la Distribuidora, de los cuales alrededor de 40 proyectos se concluyeron, energizaron y entraron en operación a partir del 2020 (ver Figura 57 y Figura 58).^{53,54}

Todos estos proyectos tienen el objetivo de contribuir a mejorar las condiciones de operación de las RGD, la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, así como satisfacer las necesidades de Suministro Eléctrico a las Usuarías Finales.

Conforme a lo anterior, existen diversos proyectos de infraestructura programados para las RGD, sin embargo, de acuerdo con la Distribuidora, estos han presentado atrasos y/o modificaciones en su desarrollo, entre otros, por los siguientes motivos:

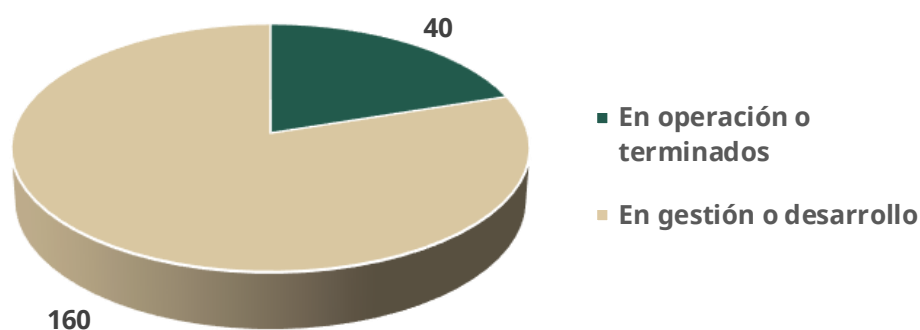
1. Falta de presupuesto y consecuente no asignación de recursos.
2. Problemáticas de uso de suelo.
3. Atención de condiciones críticas emergentes.
4. Desfases en la entrega de bienes por parte de los proveedores.
5. Retrasos en la autorización de Licencias por infraestructura limitada de la red.
6. Dependencia de la realización de otras obras.

⁵³ Información proporcionada por el CENACE y la Distribuidora.

⁵⁴ Para más información consultar el siguiente enlace https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ProgramaRNT_RDG.aspx.

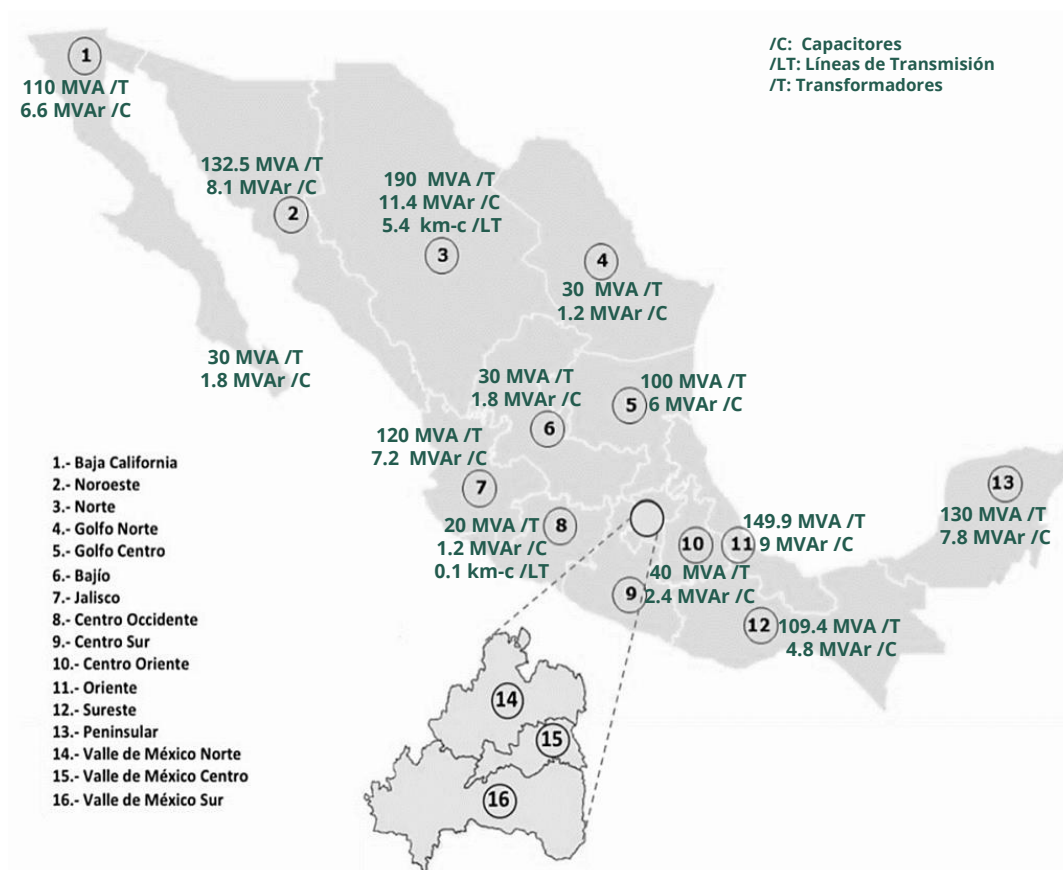
En general se observan complejos procesos y requisitos, particularmente previo al inicio del desarrollo de los proyectos, los cuales la Distribuidora ha gestionado e incluso logrado optimizaciones en algunos de los proyectos que ha realizado, sin embargo, parte de estas actividades dependen de la coordinación y colaboración de diversas entidades de la Administración Pública Federal.

Figura 57. Estado de los proyectos de ampliación y modernización instruidos de las RGD del MEM, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información del CENACE y la Distribuidora.

Figura 58. Datos de los proyectos de las RGD del MEM en operación por División de Distribución, 2024.



Fuente: Elaborado por la CNE con información de la Distribuidora.

Por todo lo expuesto en este capítulo, resulta necesario consolidar la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de las RGD, para una mejora continua en el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, y que este se continúe brindando en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad.⁵⁵

⁵⁵ El grado de electrificación de México al cierre de 2024 fue del 99.64 % de la población.



Capítulo Cinco. Conclusiones

5

El SEN aporta desarrollo a la sociedad y brinda un servicio público único por su utilidad, extensión y disponibilidad. Mantenerlo operando de manera eficiente, confiable, continua, segura y sostenible contribuirá a la calidad del suministro eléctrico que se brinda a sus Usuarias Finales. La CNE, haciendo uso de sus facultades y atribuciones, analiza la información que describe el desempeño de las funciones sustantivas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica mediante un ejercicio de seguimiento y vigilancia, que permita brindar un panorama general del sistema, así como identificar tanto avances como áreas de oportunidad que requieran atención y se visualicen posibles opciones de solución.

En ese tenor resulta necesario enfocar esfuerzos de manera conjunta por parte de las diversas entidades del sector público, privado y social que cuentan atribuciones y responsabilidades o se relacionan con las actividades de planeación, operación y utilización del SEN con la finalidad de:

- I. Vigilar y reducir las indisponibilidades de generación no programadas a través de mantenimientos preventivos y predictivos, modernización de instalaciones de generación existentes y retiro de centrales que hayan completado su vida útil, lo cual puede aportar una mejor referencia de las capacidades reales efectivas de generación con las que cuenta el SEN.
- II. Impulsar el desarrollo de proyectos de infraestructura de generación y almacenamiento, que permitan satisfacer la demanda y los requerimientos de reserva operativa en SIBC y el SIN, además de reducir las desviaciones de frecuencia en el SIBCS y el SIM y contribuir a la liberación de las congestiones, saturaciones y sobrecargas de elementos de transmisión.
- III. Impulsar el desarrollo de proyectos de infraestructura de control de tensión y potencia reactiva, que permitan atender las desviaciones de tensión que se presentan principalmente en las GCR Norte y Oriental.
- IV. Impulsar el desarrollo de proyectos de generación de energías limpias que contribuyan a reducir el factor de emisión del SEN y que mantengan o incrementen la Confiabilidad del SEN.
- V. Vigilar y reducir la cantidad o el impacto de los Disturbios en el SEN, así como el tiempo en Estado Operativo de Alerta y la cantidad de Estados Operativos de Emergencia, a través del desarrollo de proyectos de infraestructura, entre otras estrategias operativas o regulatorias que se identifiquen.
- VI. Impulsar la consolidación de los proyectos que permitan cumplir con los requerimientos en materia de Tecnologías de la Información y Comunicación para la operación del SEN en desarrollo por la Transportista y Distribuidora, así como vigilar e incrementar el Porcentaje de Disponibilidad de la Información de Telemetría y la ciberseguridad del SEN.
- VII. Reducir la duración de las interrupciones en la RNT mediante la vigilancia y el impulso al mantenimiento de las instalaciones de 115 kV, prestando especial atención a la región sureste del país.
- VIII. Incrementar el Porcentaje de Cumplimiento de Factor de Potencia, particularmente en la División Bajío, impulsando el desarrollo de proyectos de compensación de potencia reactiva en dicha región.
- IX. Impulsar el desarrollo de los proyectos de ampliación y modernización de la RNT y las RGD, así como de otras alternativas, que contribuyan a la atención de las condiciones antes mencionadas, como alternativas sin cables, tecnologías de mejora de la red e implementación de medidas de eficiencia energética.

- X. Vigilar el cumplimiento de la regulación en materia de Confiabilidad por parte de todos los sujetos regulados.
- XI. Revisar el marco regulatorio y las Reglas del Mercado para proponer actualizaciones en materia de Confiabilidad.

Por otra parte, salvo las circunstancias antes mencionadas, gracias a los esfuerzos del sector eléctrico al comparar lo ocurrido en 2024 con lo registrado en 2023, se tiene que: el número de eventos de desviación de frecuencia presentó una reducción de 21.3 % en el SIBCS; el número de eventos de desviación de tensión se redujo en 11.1 % en el SIBC y 6 % en el SIN; el Margen de Reserva Operativo del SIM se mantuvo en todos los meses por arriba del 95 % a diferencia de septiembre de 2023, cuando cayó hasta 91.54 %; la Componente de Generación Limpia creció en 0.21 %, lo cual incluyó un incremento de 2,068 GWh en la generación de energía limpia, el número total de Disturbios se redujo en 0.55 %, observando reducciones de 5 y 9.15 % en el número de Disturbios de Alta y Baja Relevancia respectivamente, los Estados Operativos de Alerta y Emergencia se redujeron en 27.7 y 14 % respectivamente, las Salidas Forzadas por extensiones de mantenimiento se redujeron en 4.96 %, los valores de reservas de generación en el SIBCS mejoraron, el SAIDI_T se redujo en 9.72 %, la ENS se redujo en 50.5 %, el SAIDI_D se redujo en 6.07 %, el SAIFI_D se redujo en 4.09 %, el CAIDI_D se redujo en 2.28 % y el PCFP se incrementó en 1.34 %.

Asimismo, en 2024 se cumplió en su totalidad con las metas establecidas para los indicadores IDT, SAIFI_T, SAIFI_D, SAIDI_D, CAIDI_D y PCVT y se logró acelerar la consolidación de proyectos de ampliación y modernización de la RNT y las RGD.

En virtud de lo anterior, la Ley del Sector Eléctrico, la Ley de Planeación y Transición Energética y el Plan Nacional de Desarrollo 2025 – 2030 brindan una oportunidad para que los instrumentos de planeación, regulación y política pública que de ellas deriven contribuyan a mantener y mejorar la Confiabilidad del SEN propiciando su desarrollo y operación eficiente. Por lo cual, resulta relevante documentar y comunicar la información correspondiente al desempeño del SEN, de la RNT y las RGD correspondiente al 2024, así como la información histórica contenida en el presente reporte, la cual puede ser tomada como referencia para análisis y evaluaciones futuras de la evolución de la Confiabilidad del SEN.

Anexos

Anexo 1. Desviaciones de frecuencia y tensión por sistema

Anexo 1.1 Evolución de las desviaciones de frecuencia 2019 – 2024

SEN

Frecuencia (EPS 81)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Δ 23-24	TMCA 19-24
No. De Eventos	72	56	143	60	49	50	2.0%	-7.0%
Afectación promedio por evento en MW	20.90	157.05	21.88	7.78	17.37	12.34	-28.9%	-10.0%

SIBCS

Frecuencia (EPS 81)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Δ 23-24	TMCA 19-24
No. De Eventos	43	22	14	13	20	13	-35.0%	-21.3%
Afectación promedio por evento en MW	24.88	27.32	33.36	22.00	37.15	32.38	-12.8%	5.4%

SIM

Frecuencia (EPS 81)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Δ 23-24	TMCA 19-24
No. De Eventos	26	22	34	47	29	33	13.8%	4.9%
Afectación promedio por evento en MW	3.27	3.14	3.91	3.85	3.72	3.82	2.5%	3.2%

SIN

Frecuencia (EPS 81)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Δ 23-24	TMCA 19-24
No. De Eventos	3	12	95	-	-	4	N.A.	5.9%
Afectación promedio por evento en MW	116.67	677.08	26.62	0.00	0.00	17.50	N.A.	-31.6%

Anexo 1.2 Evolución de las desviaciones de tensión 2019 – 2024

SEN

Tensión (EPS 27 y 59)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Δ 23-24	TMCA 19-24
No. De Eventos	414	92	114	174	347	300	-13.5%	-6.2%
Afectación en MW	5,080	2,203	2,428	4,335	6,258	4,730	-24.4%	-1.4%

SIBC

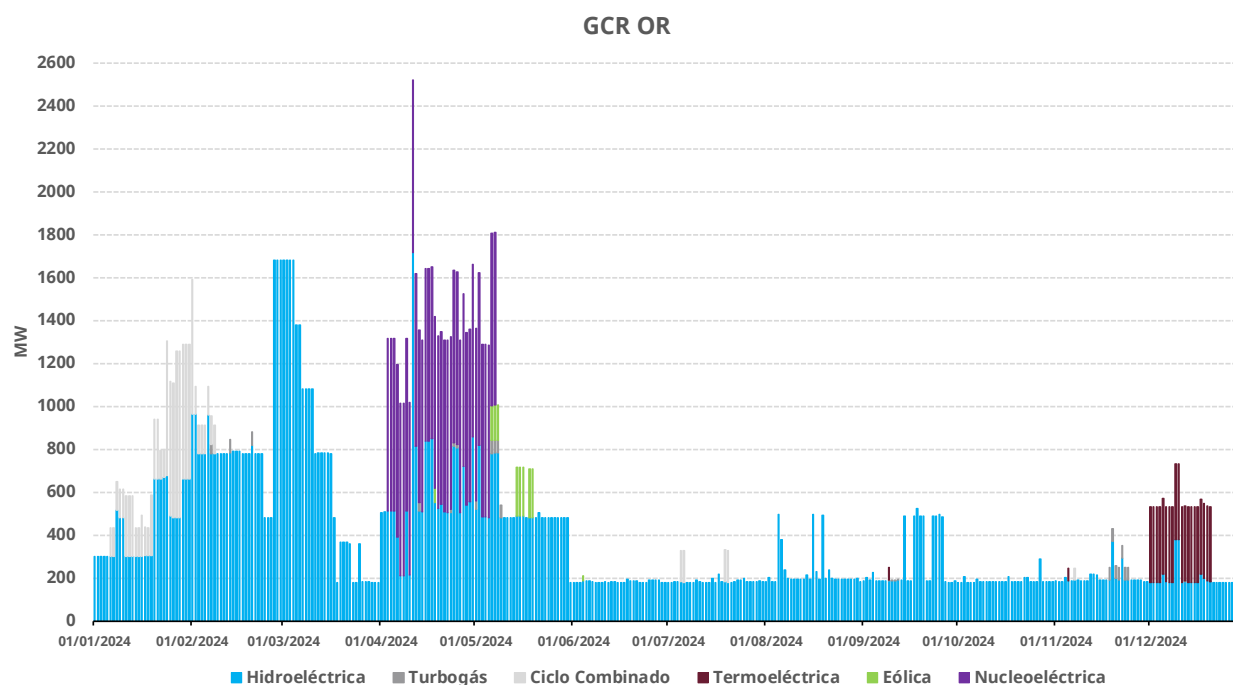
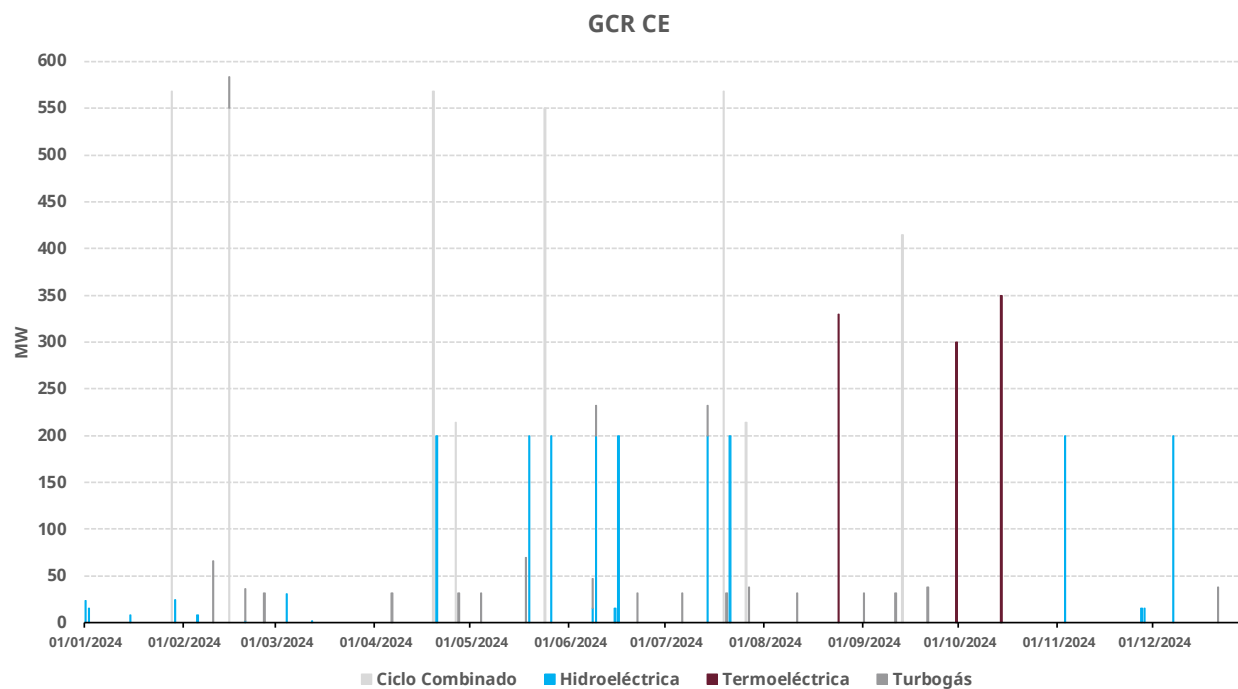
Tensión (EPS 27 y 59)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Δ 23-24	TMCA 19-24
No. De Eventos	18	3	11	9	23	10	-56.5%	-11.1%
Afectación en MW	523	101	330	229	499	216	-56.7%	-16.2%

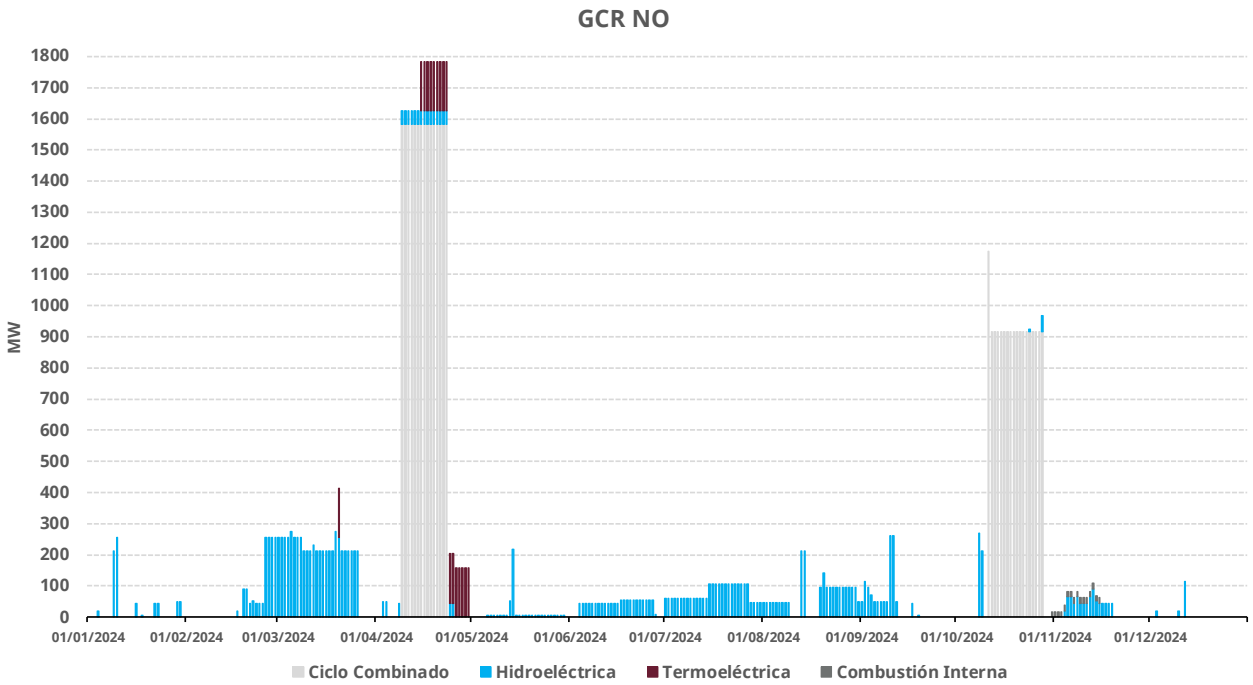
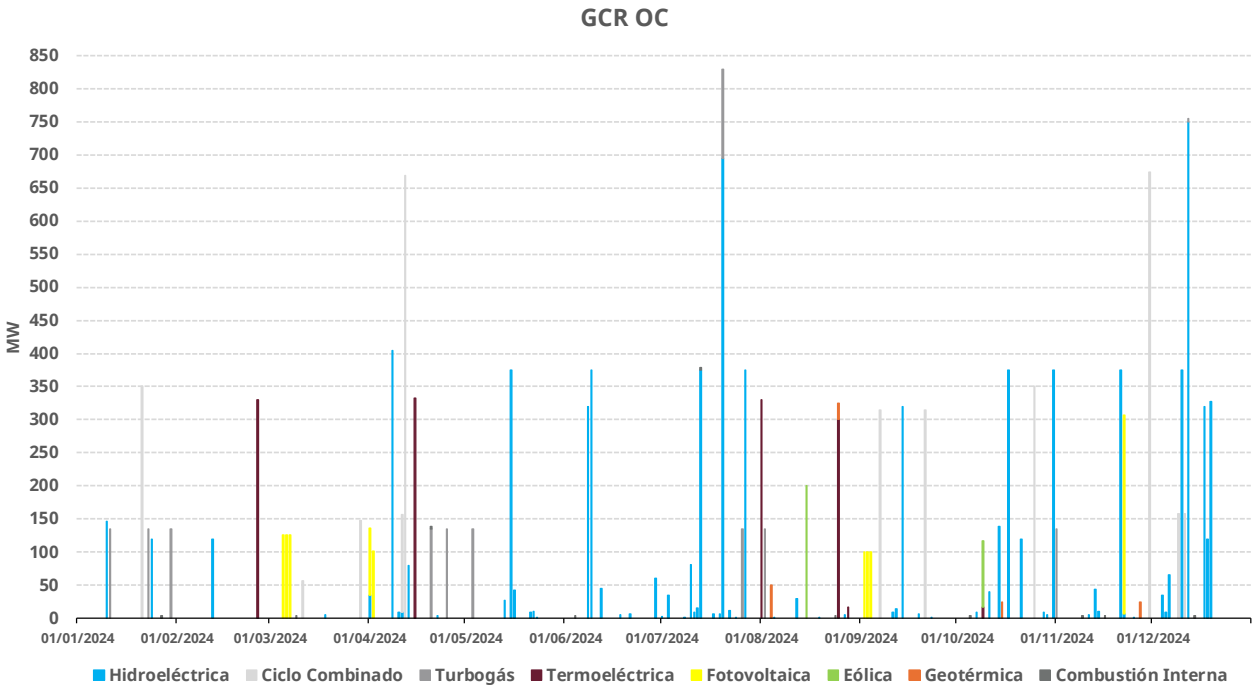
SIN

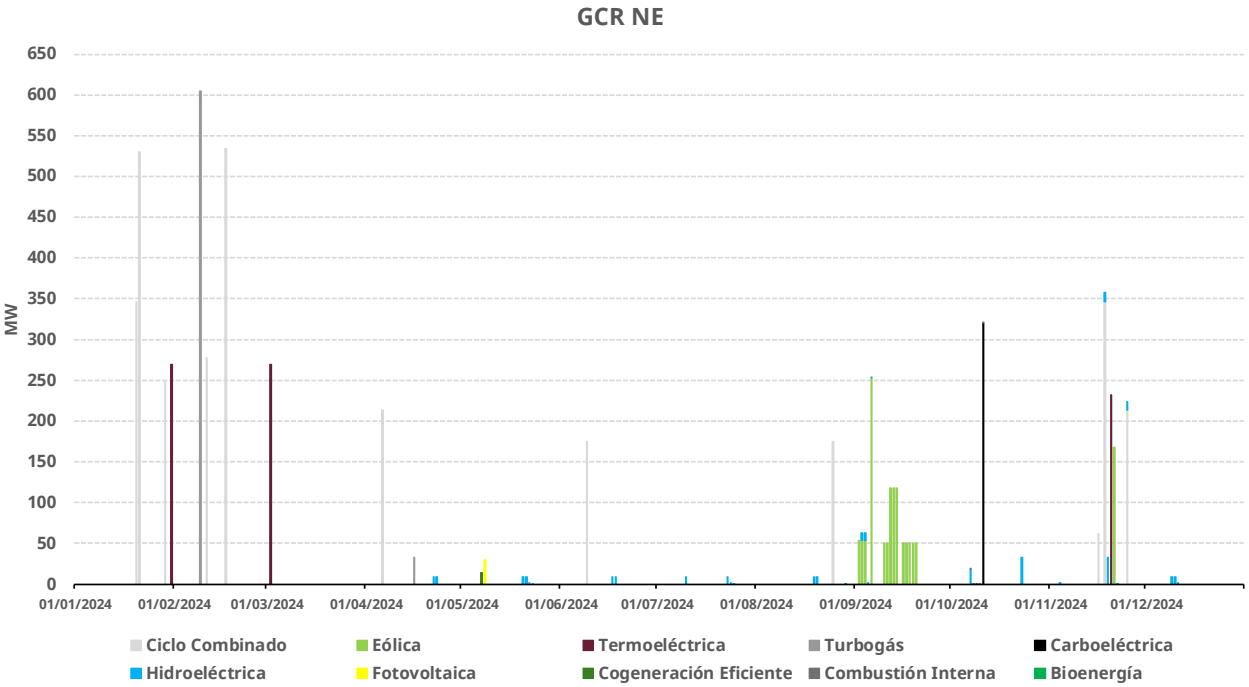
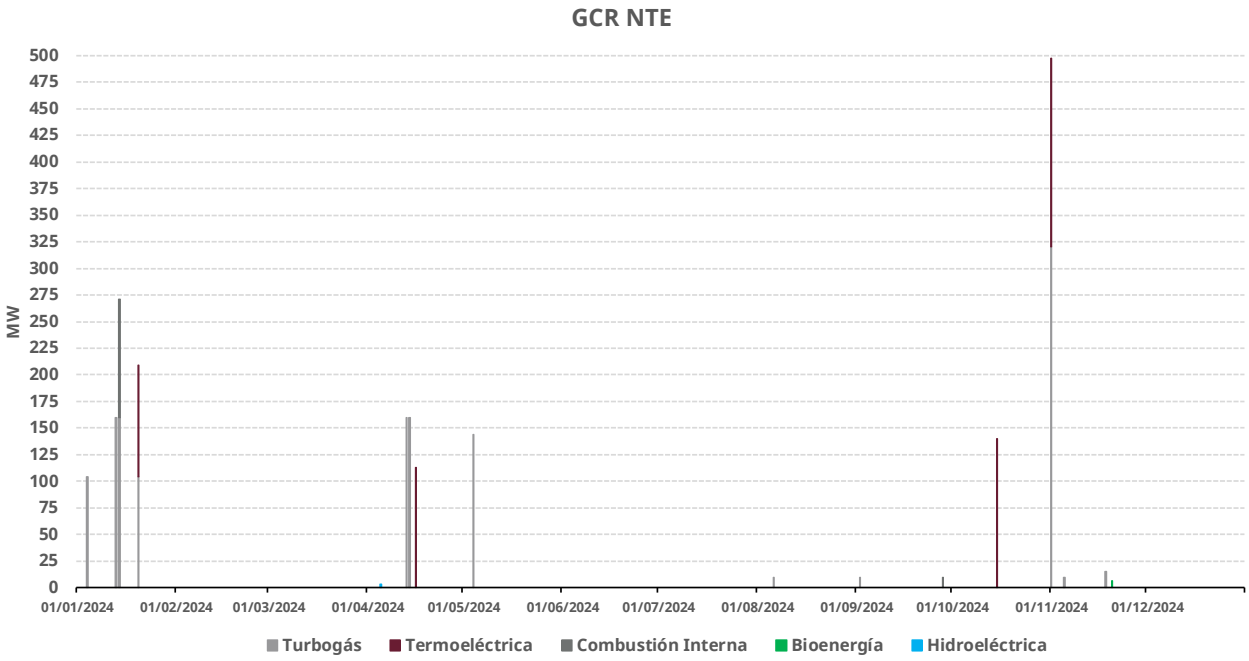
Tensión (EPS 27 y 59)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Δ 23-24	TMCA 19-24
No. De Eventos	396	89	103	165	324	290	-10.5%	-6.0%
Afectación en MW	4,557	2,102	2,098	4,106	5,759	4,514	-21.6%	-0.2%

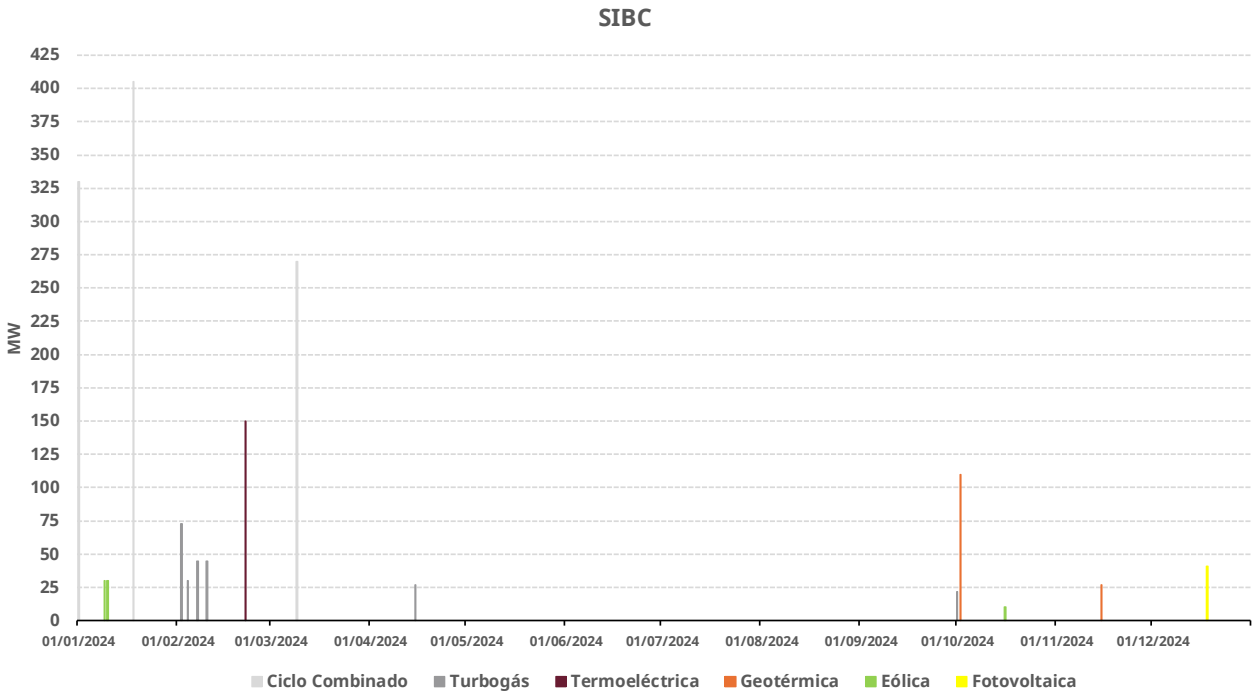
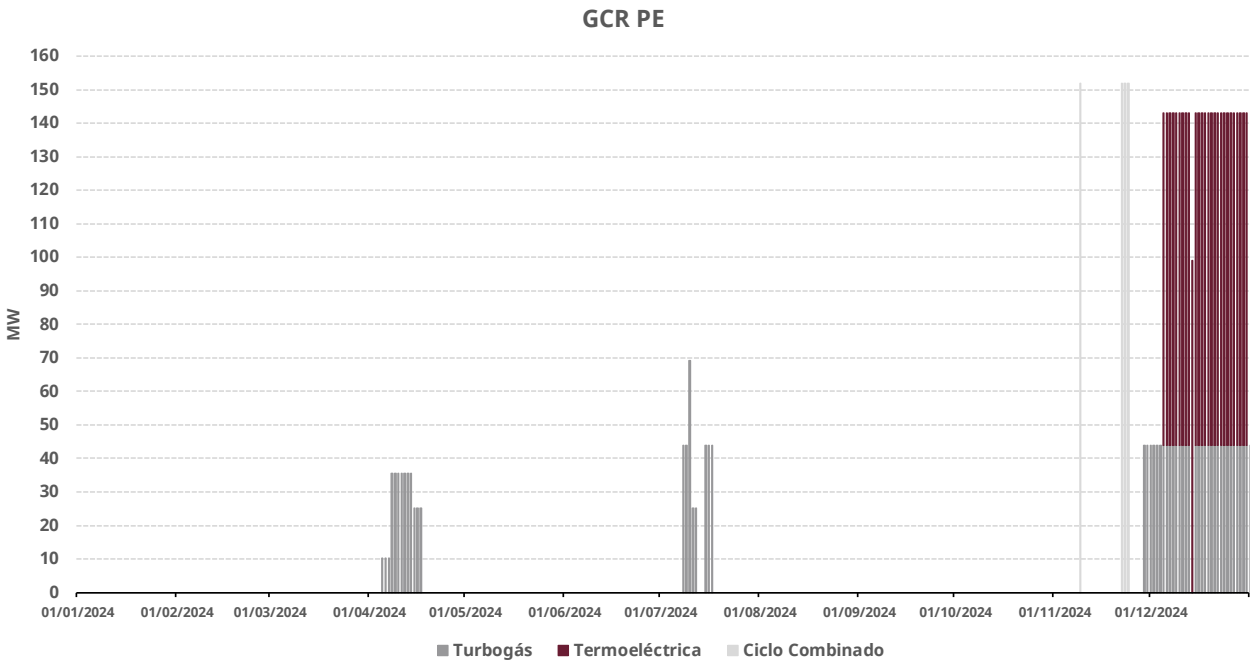
Anexo 2. Salidas de Unidades de Central Eléctrica para 2024

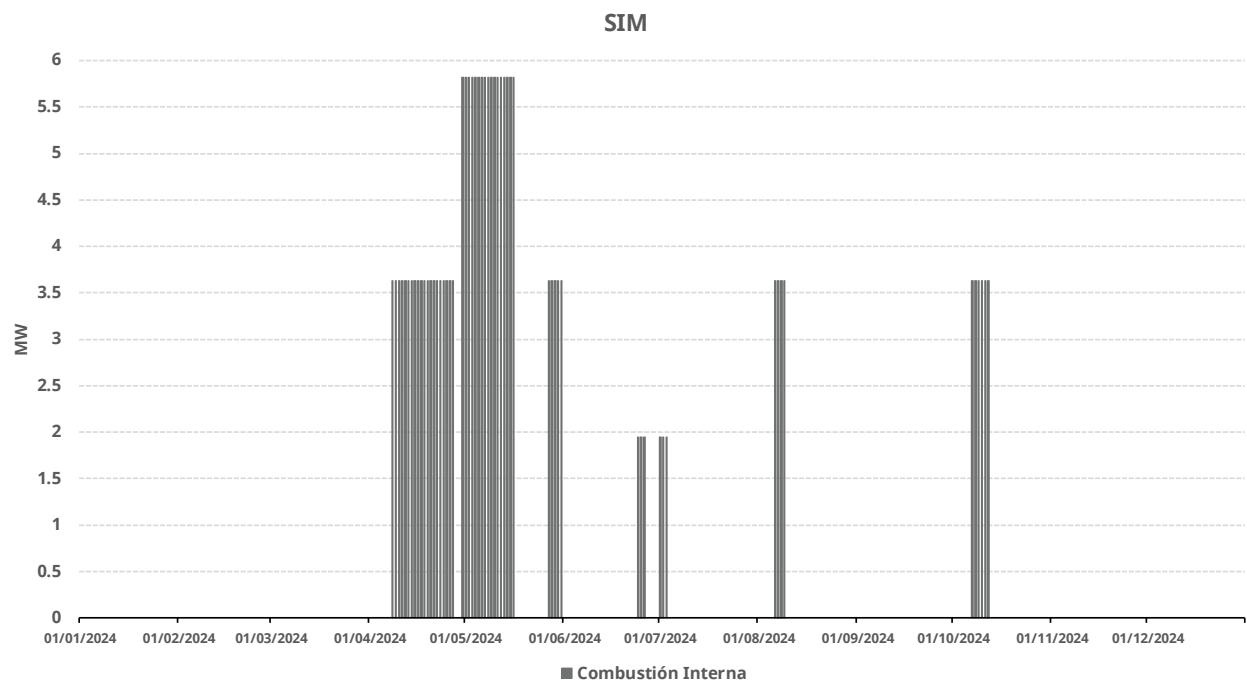
Anexo 2.1 Salidas Programadas por región y tecnología



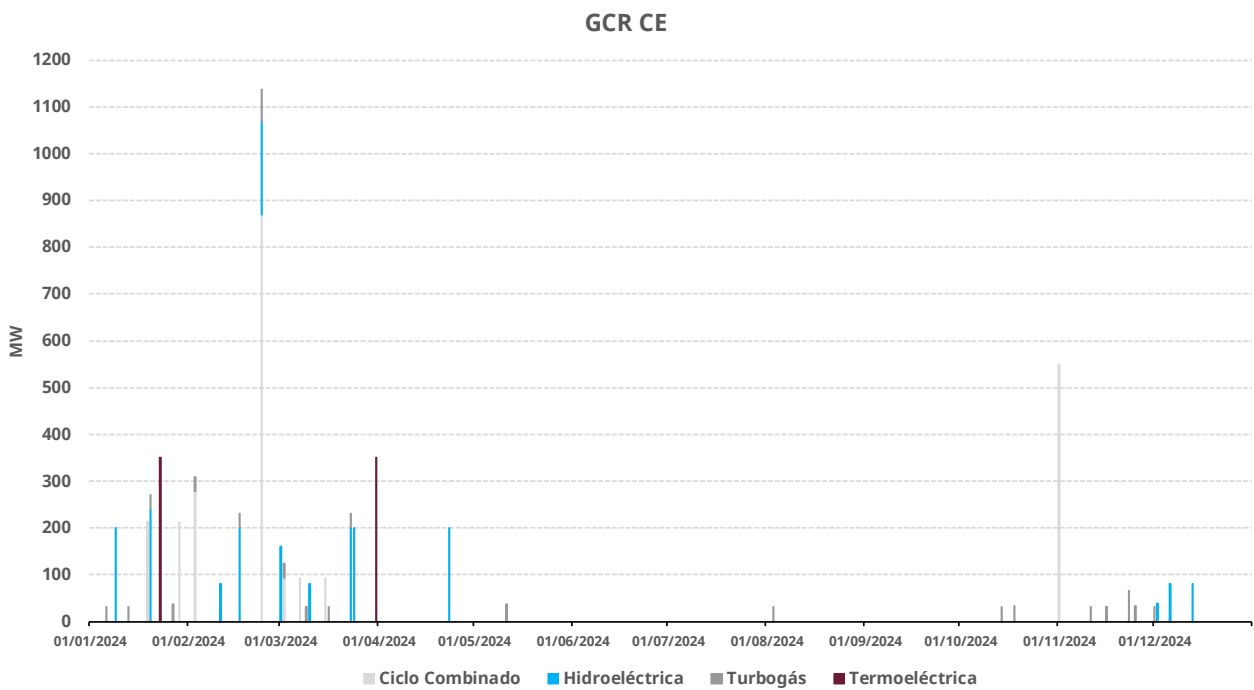


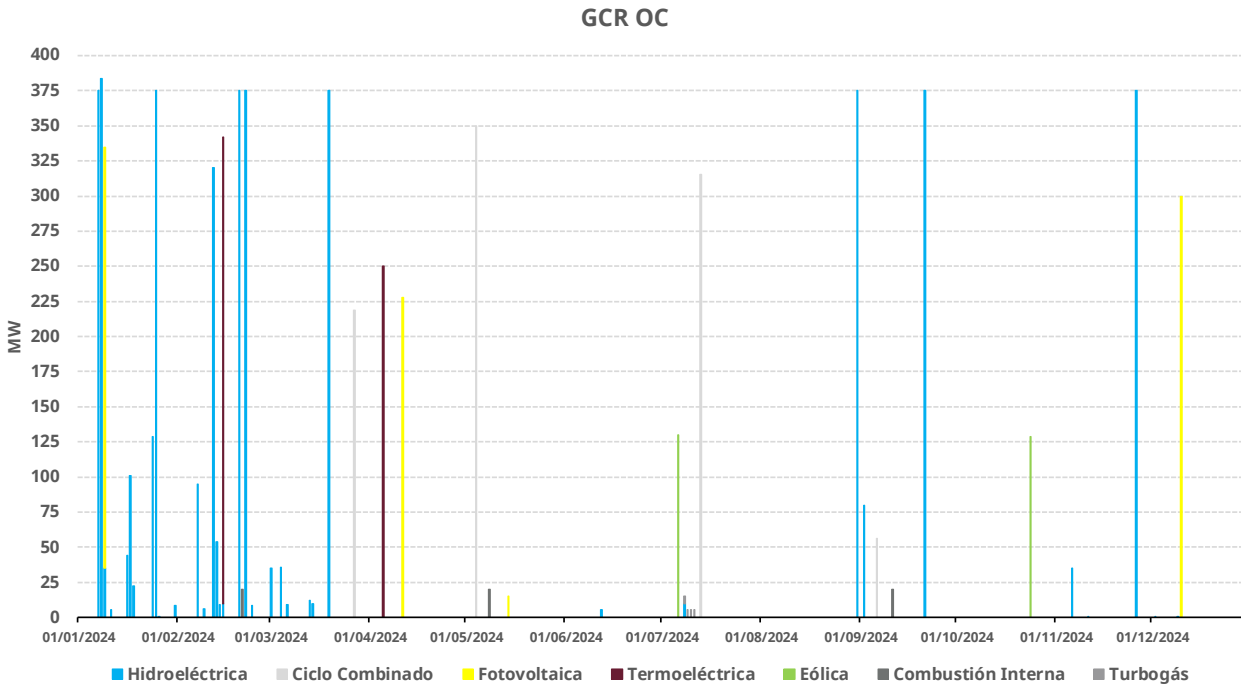
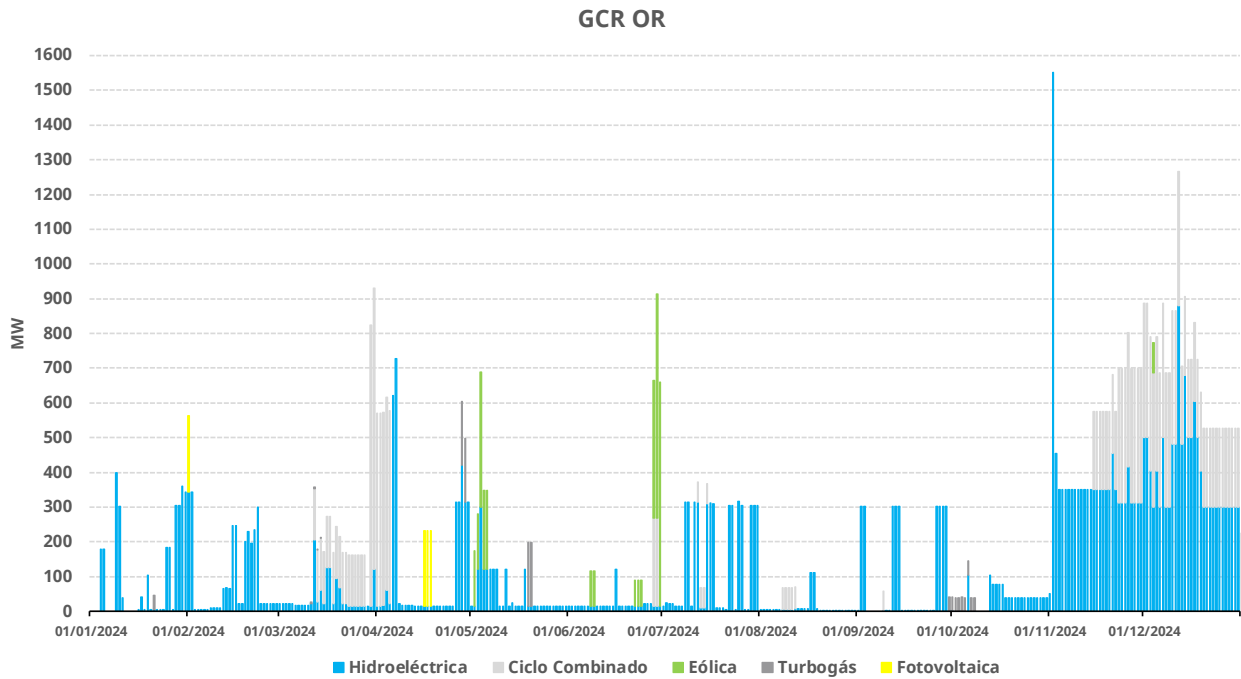


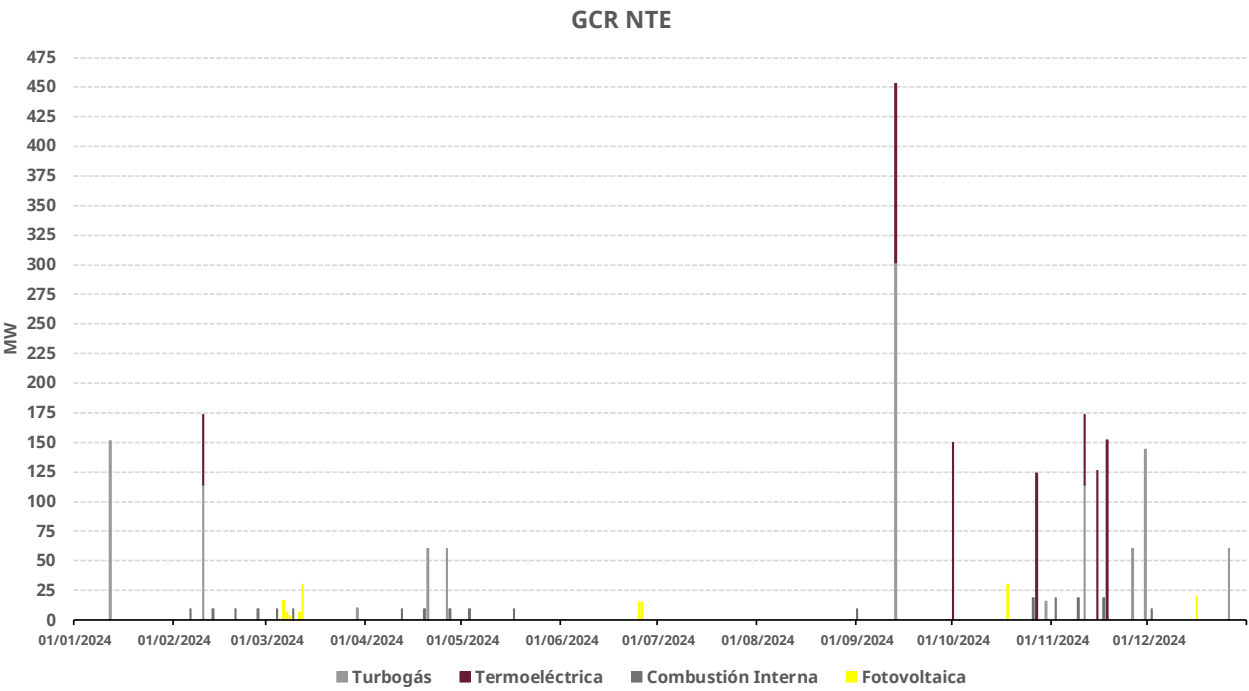
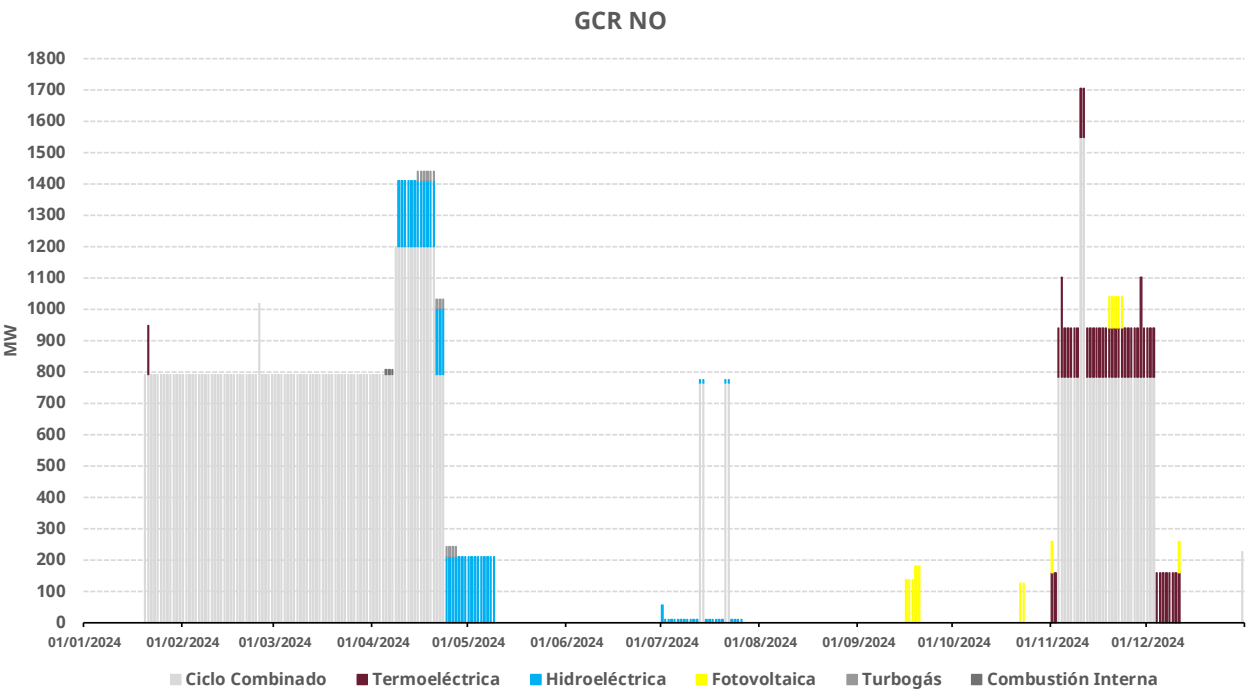


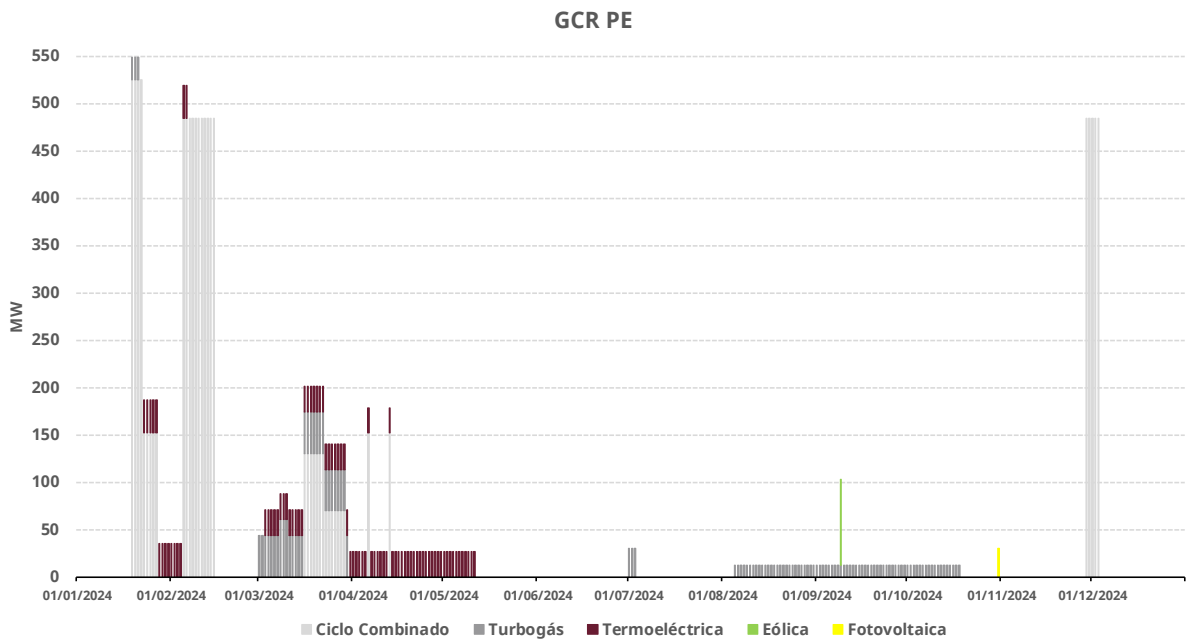
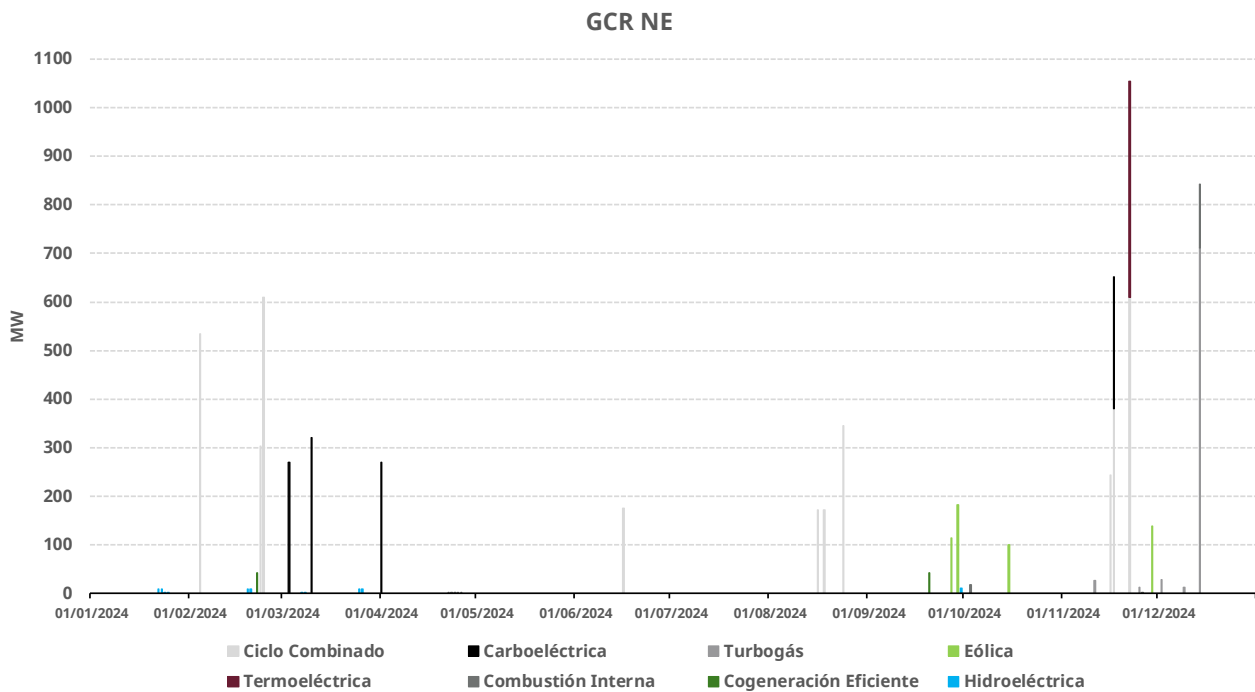


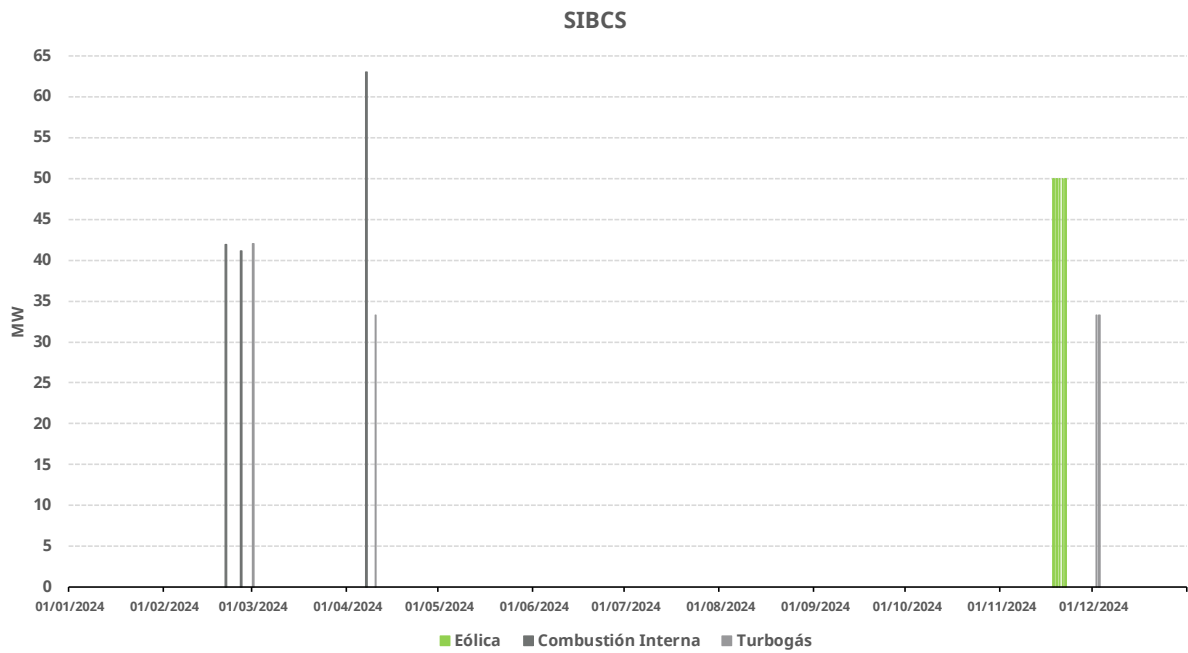
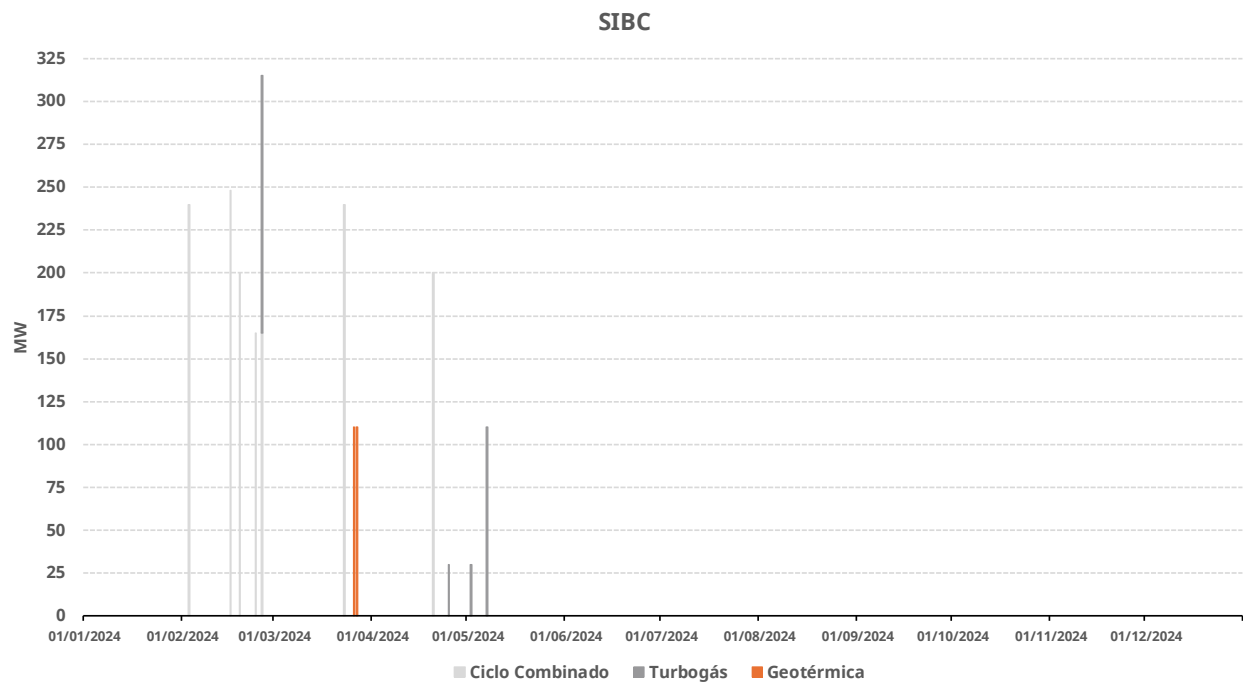
Anexo 2.2 Salidas Programadas Extemporáneas por región y tecnología



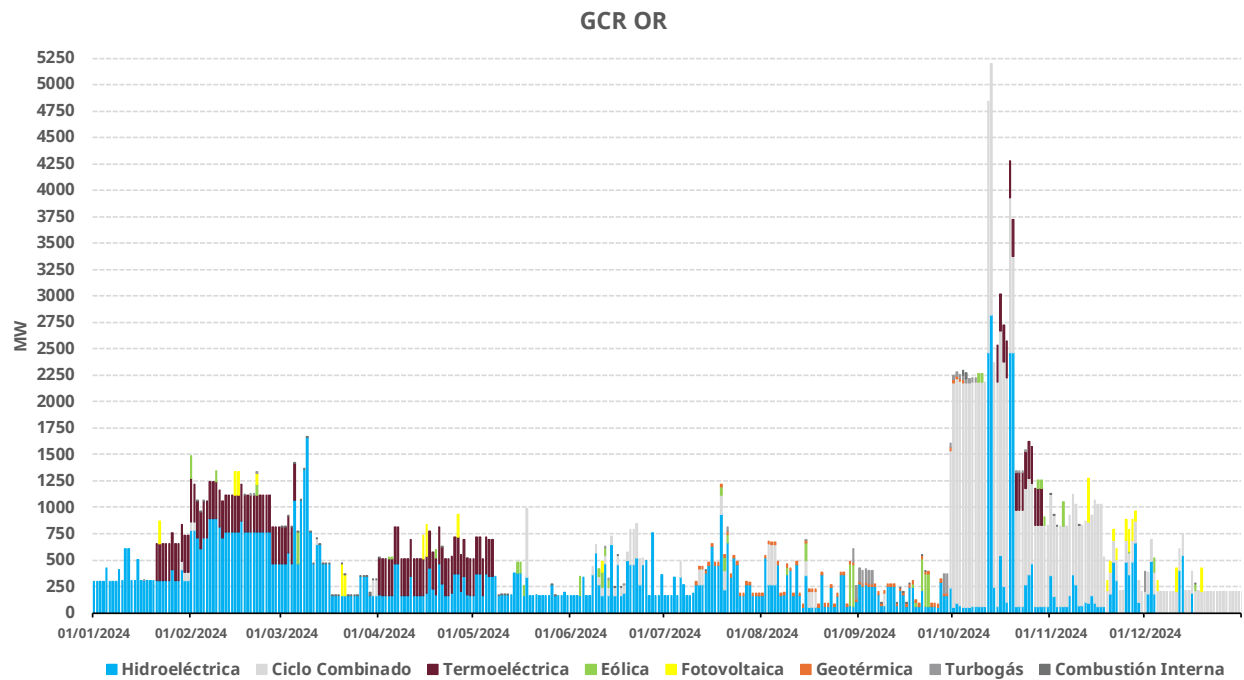
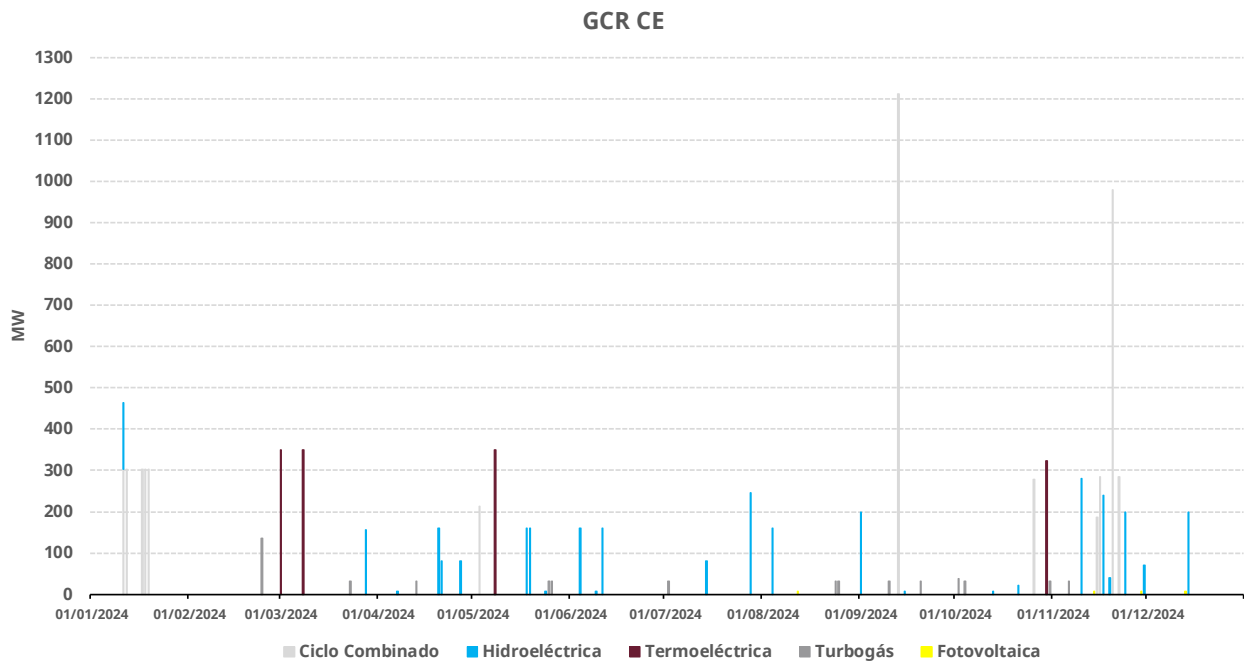


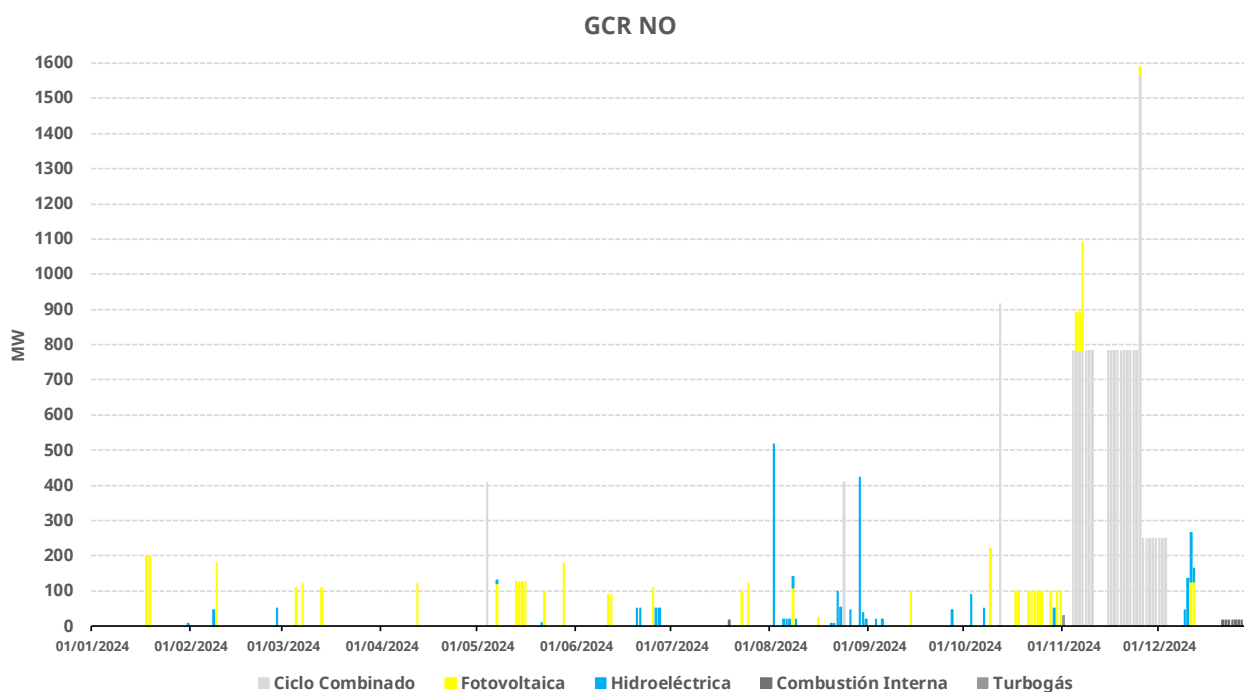
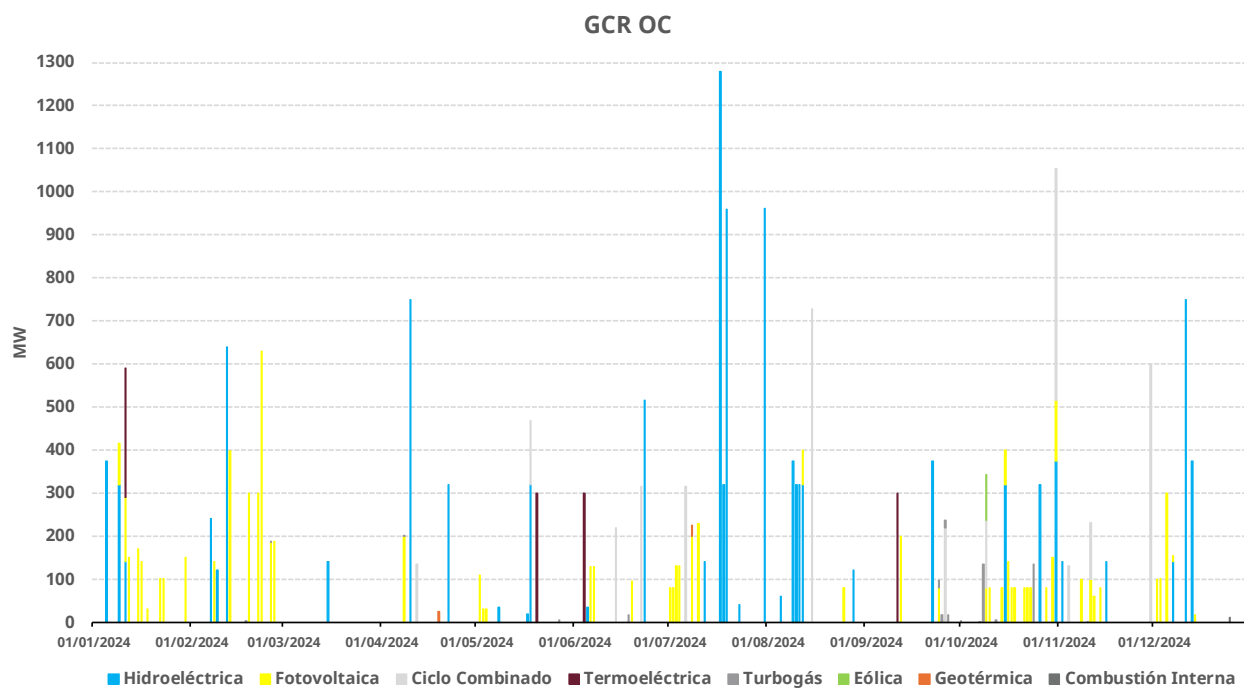


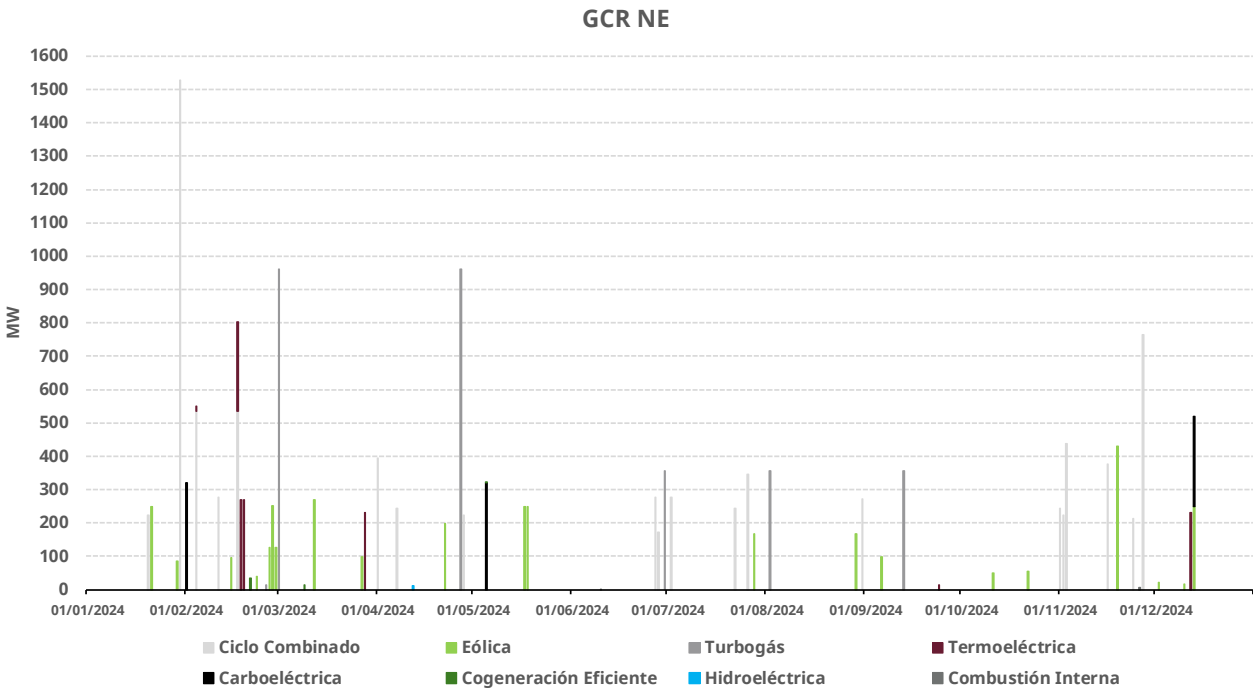
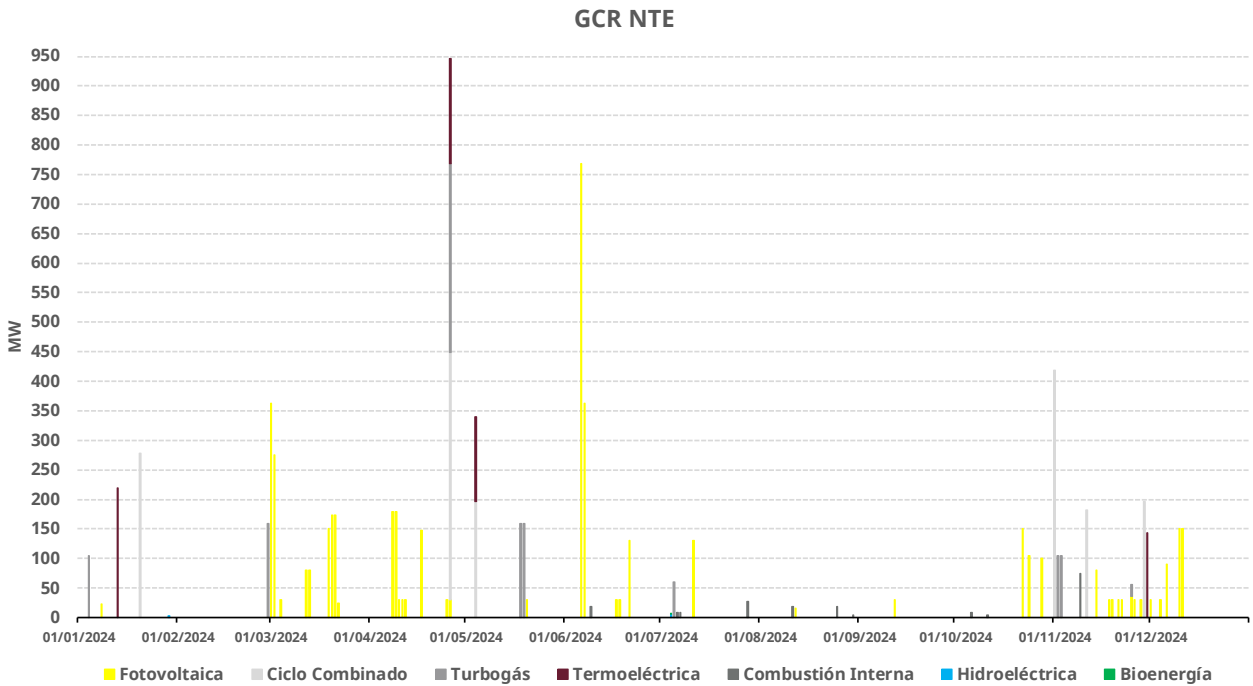


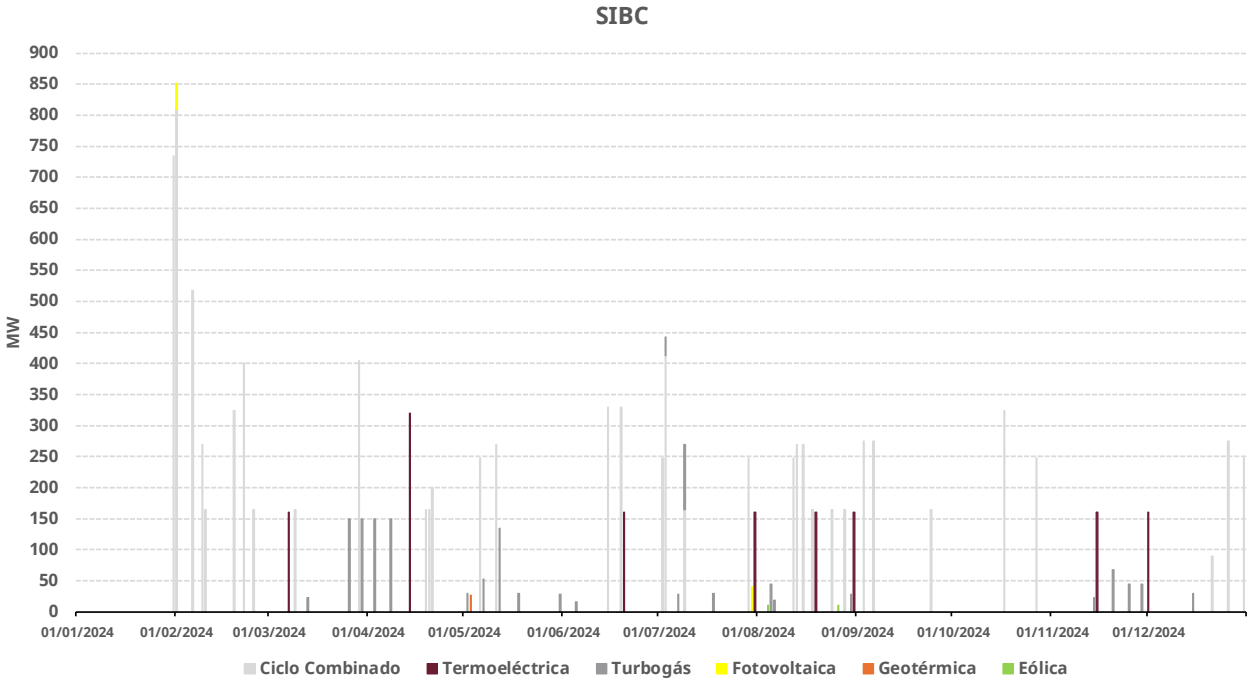
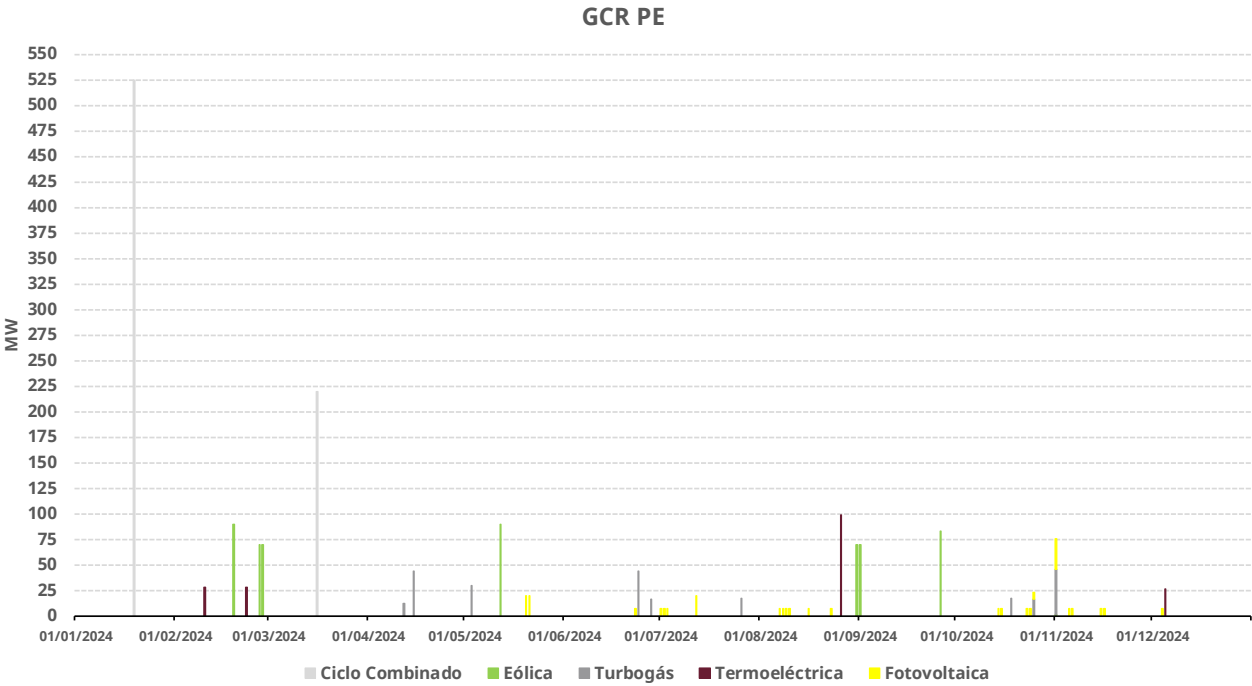


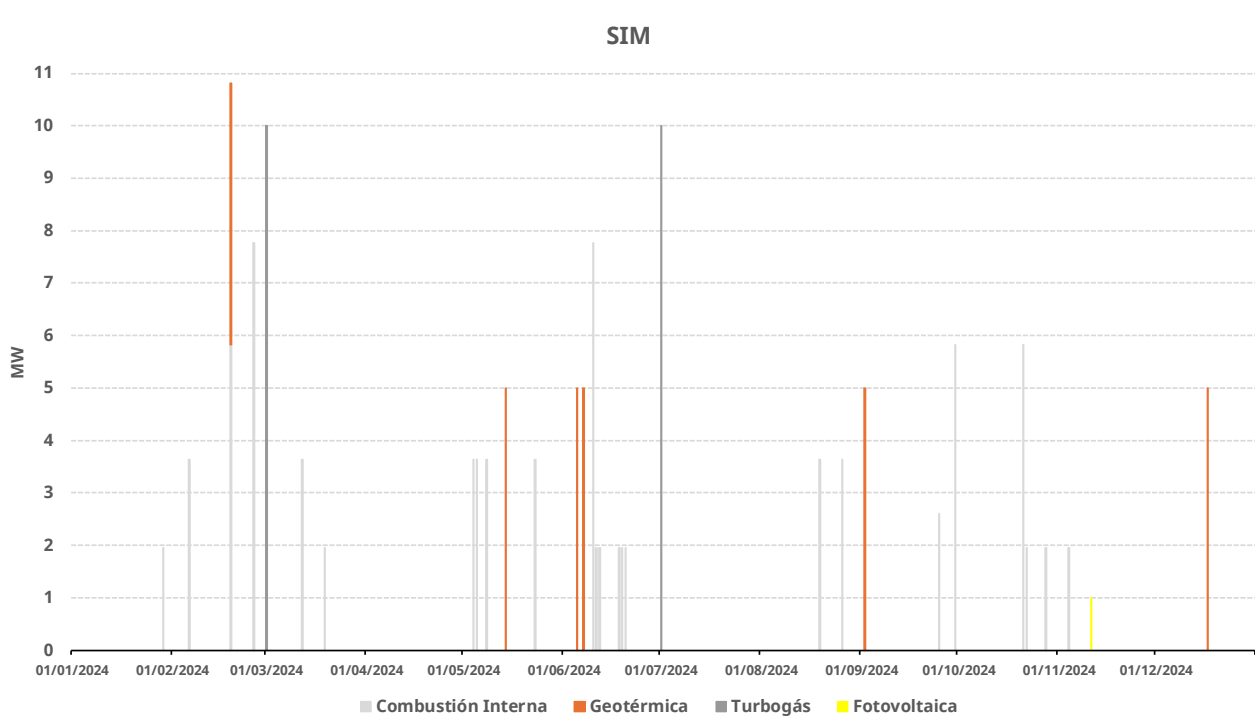
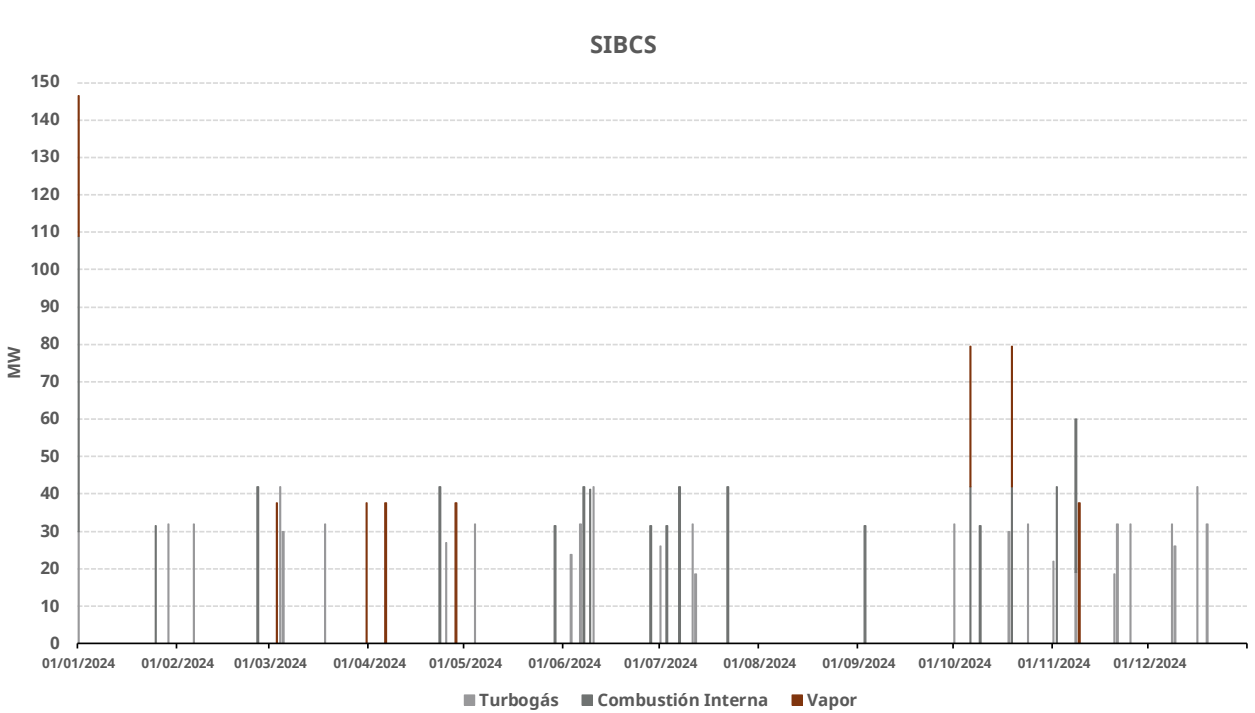
Anexo 2.3 Salidas Forzadas por Mantenimiento No Programado por región y tecnología



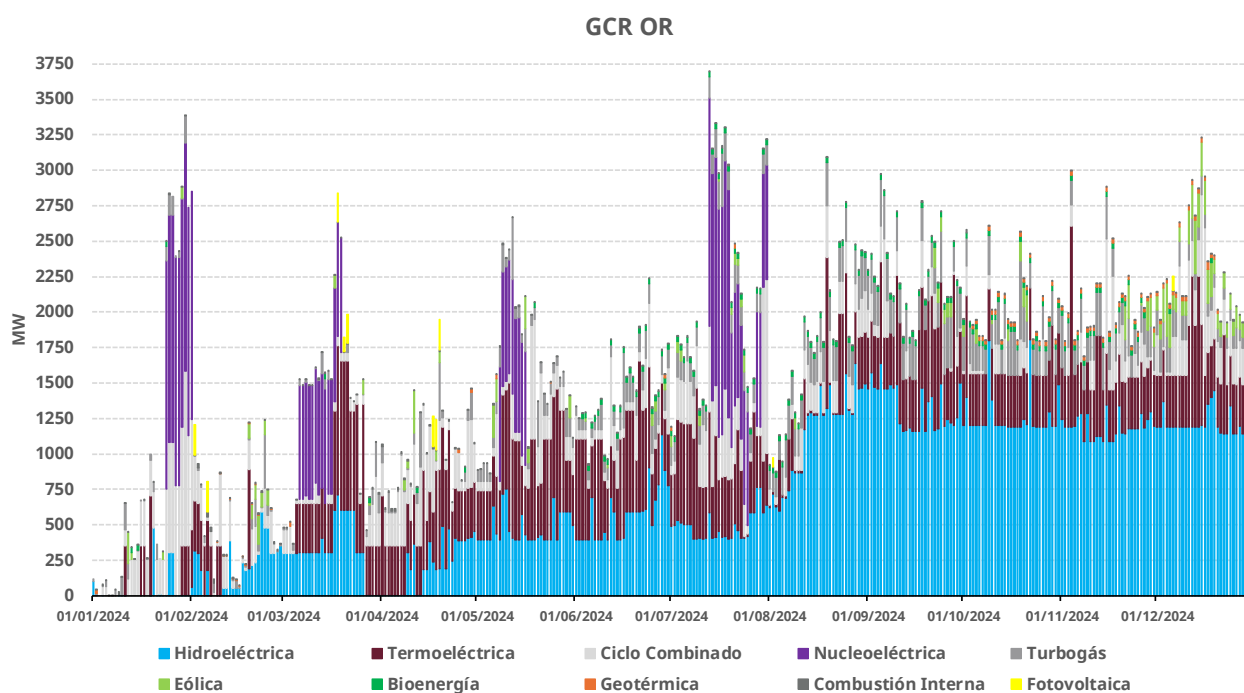
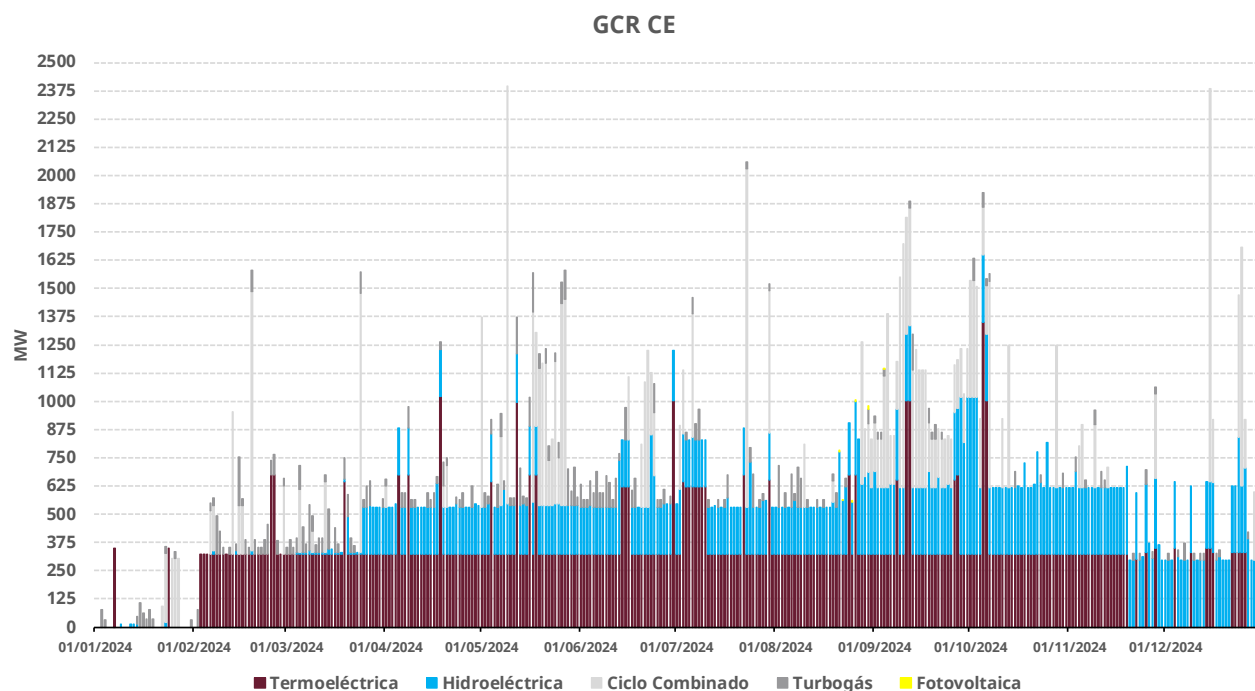


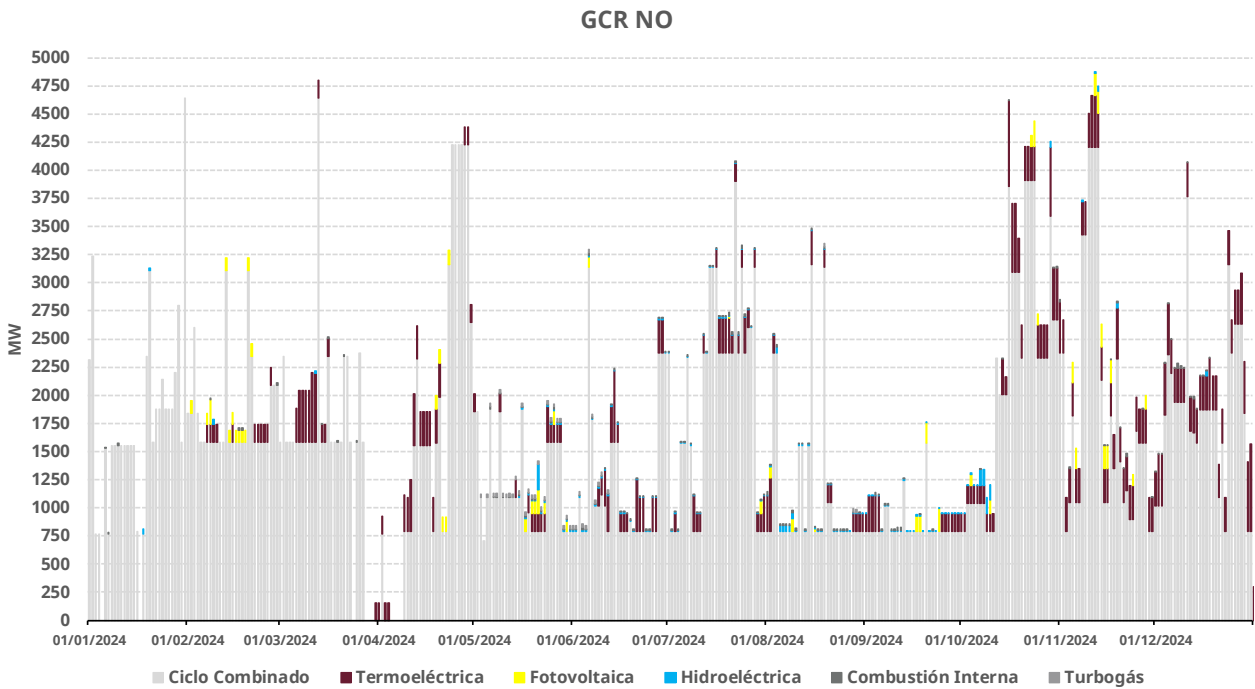
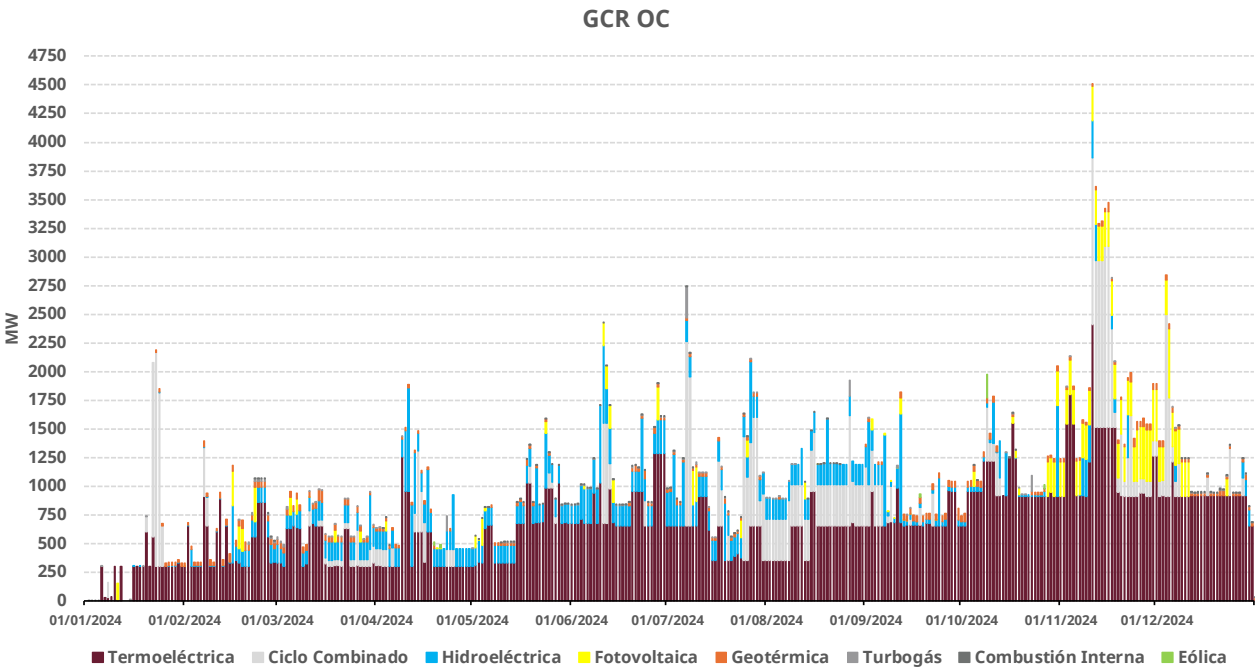


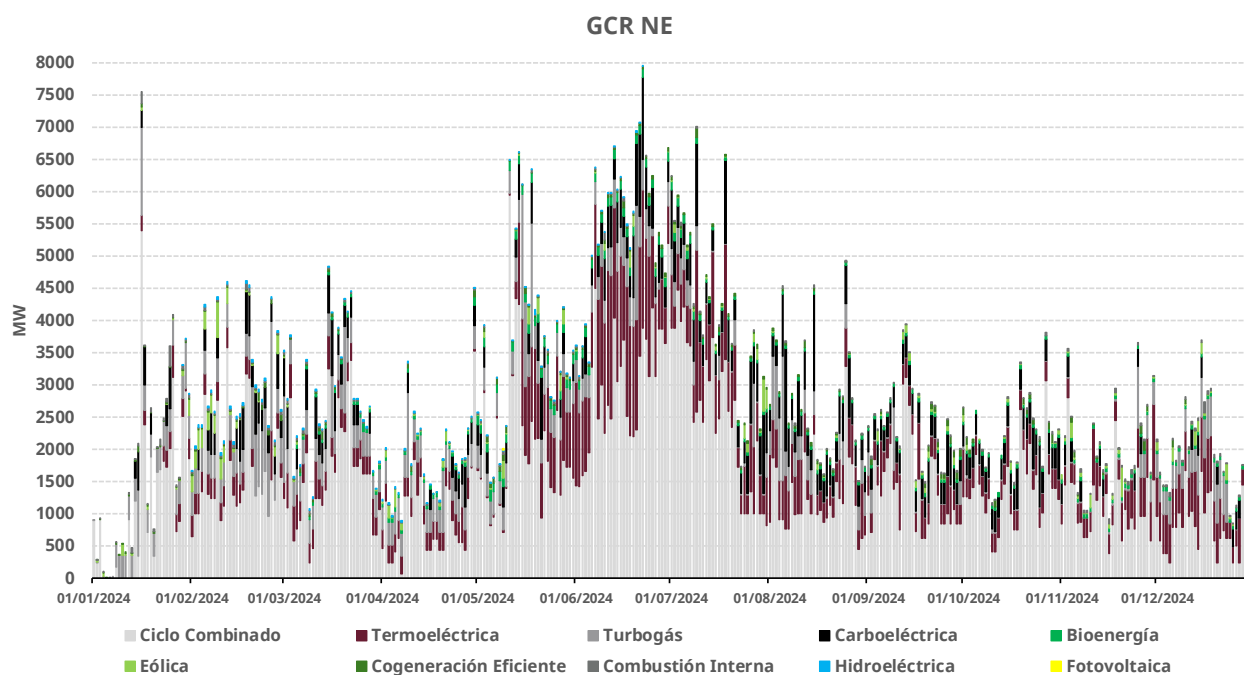
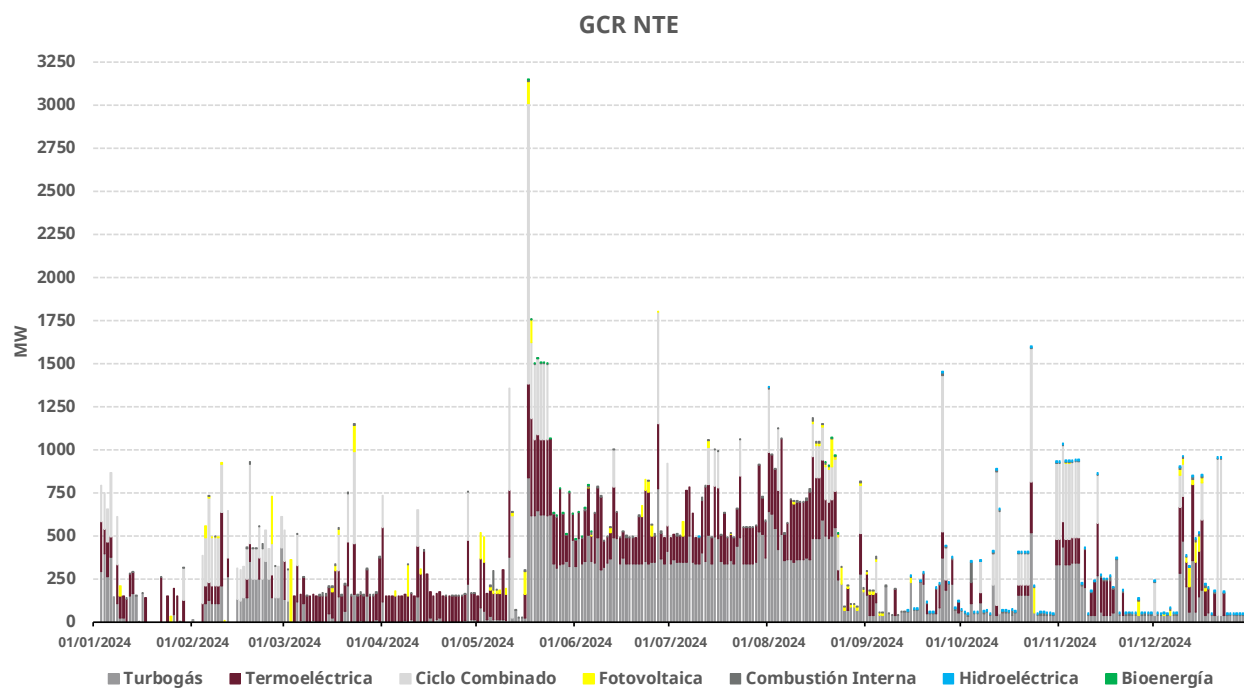


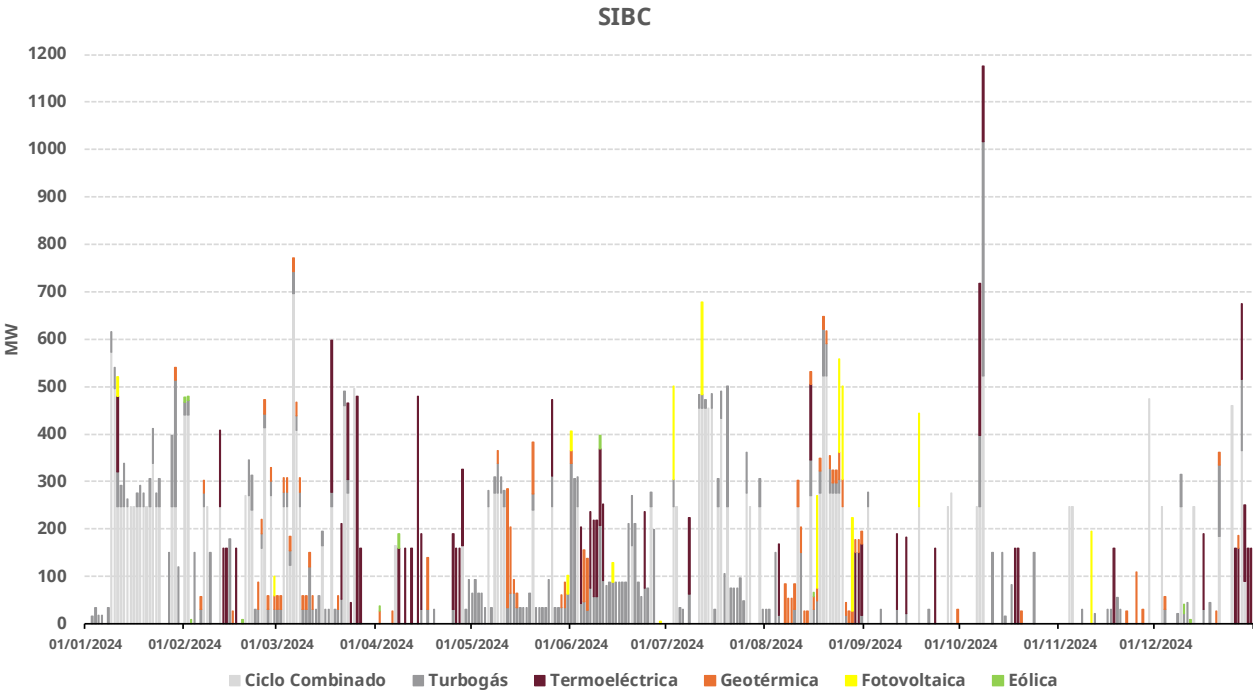
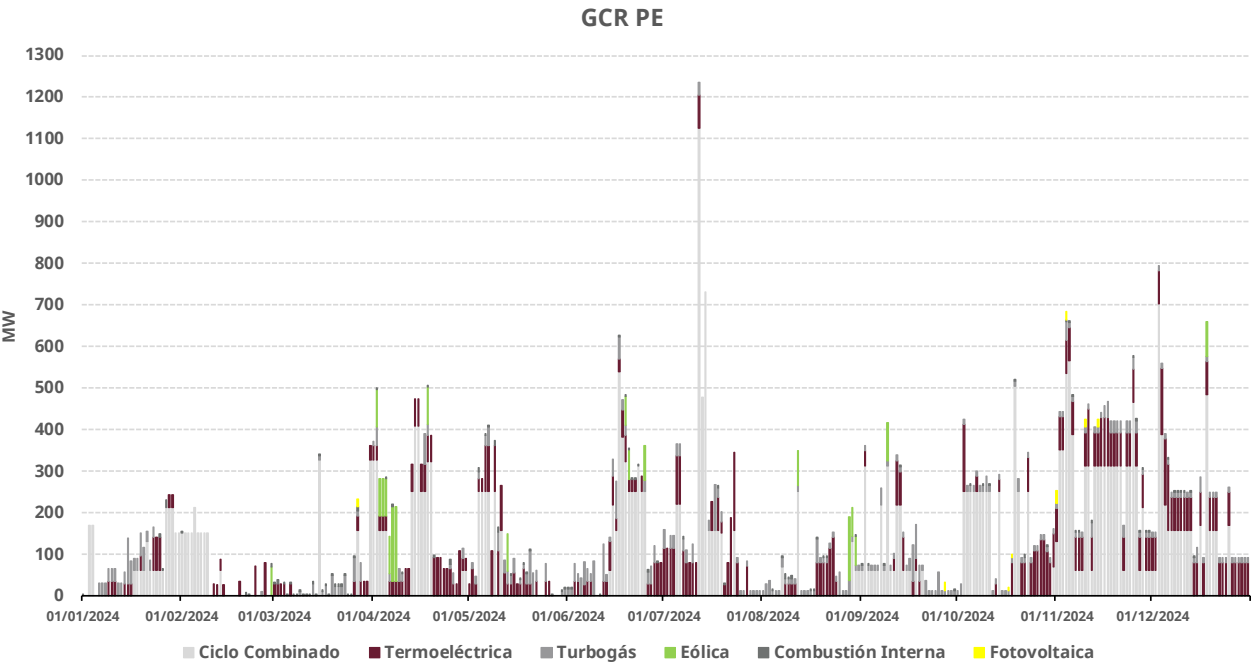


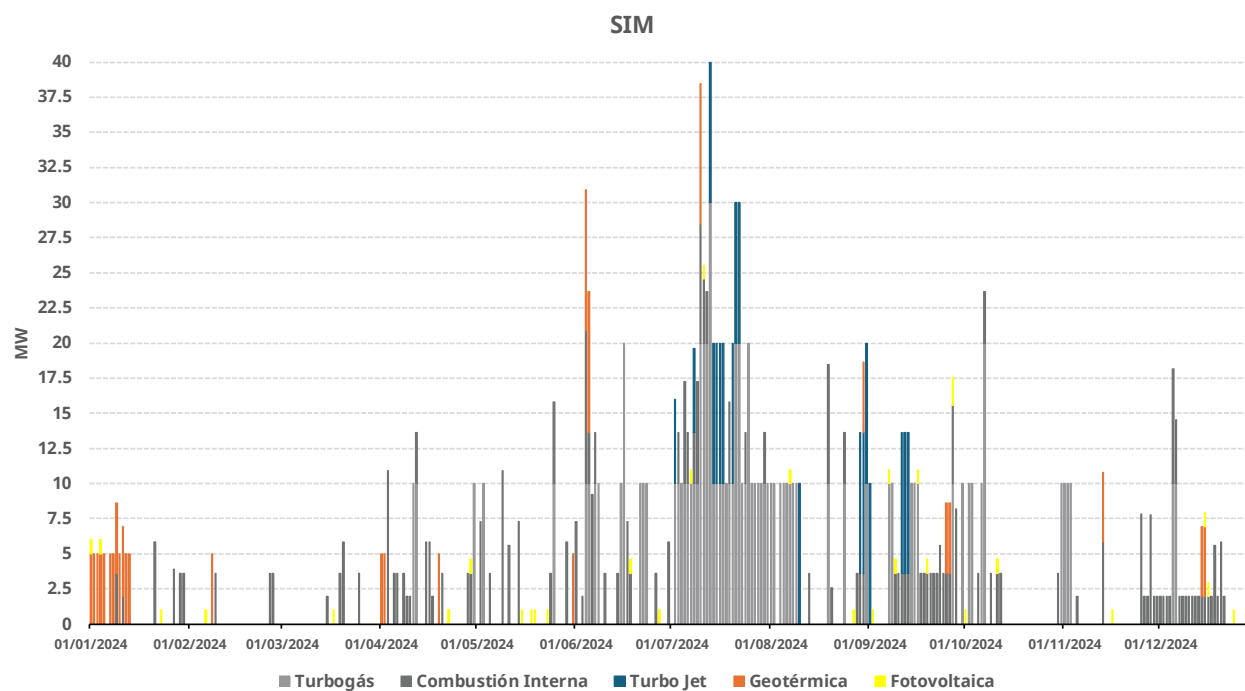
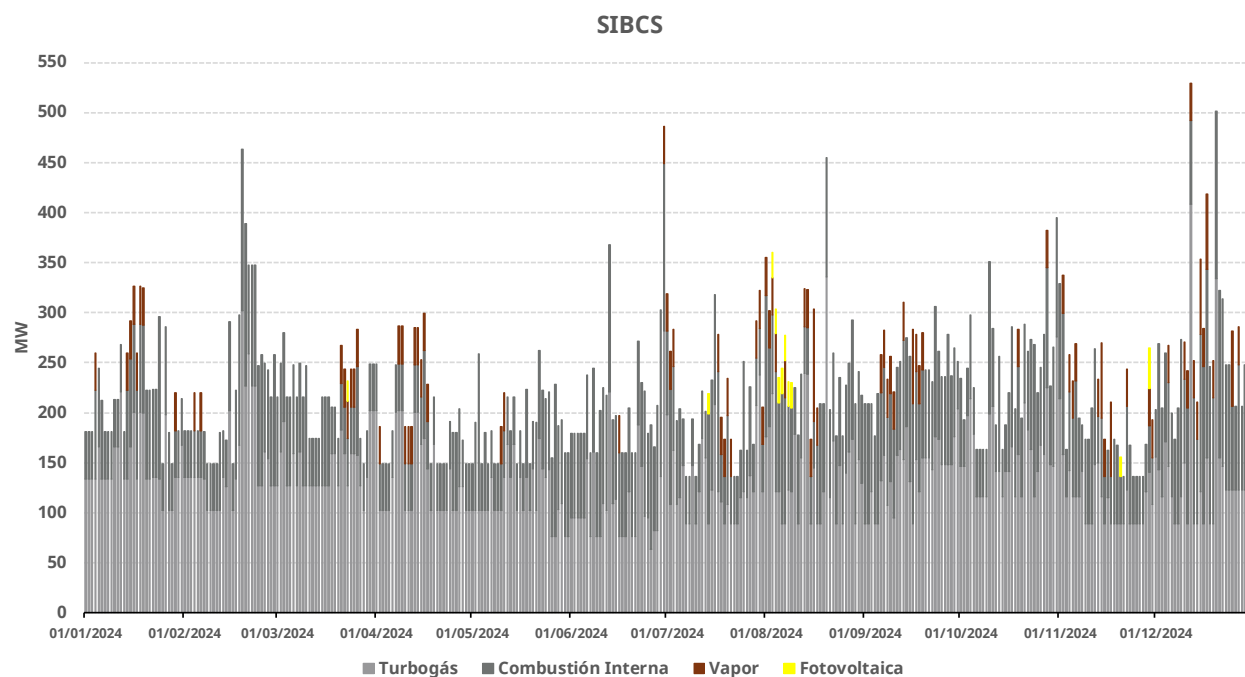
Anexo 2.4 Salidas Forzadas por Falla por región y tecnología



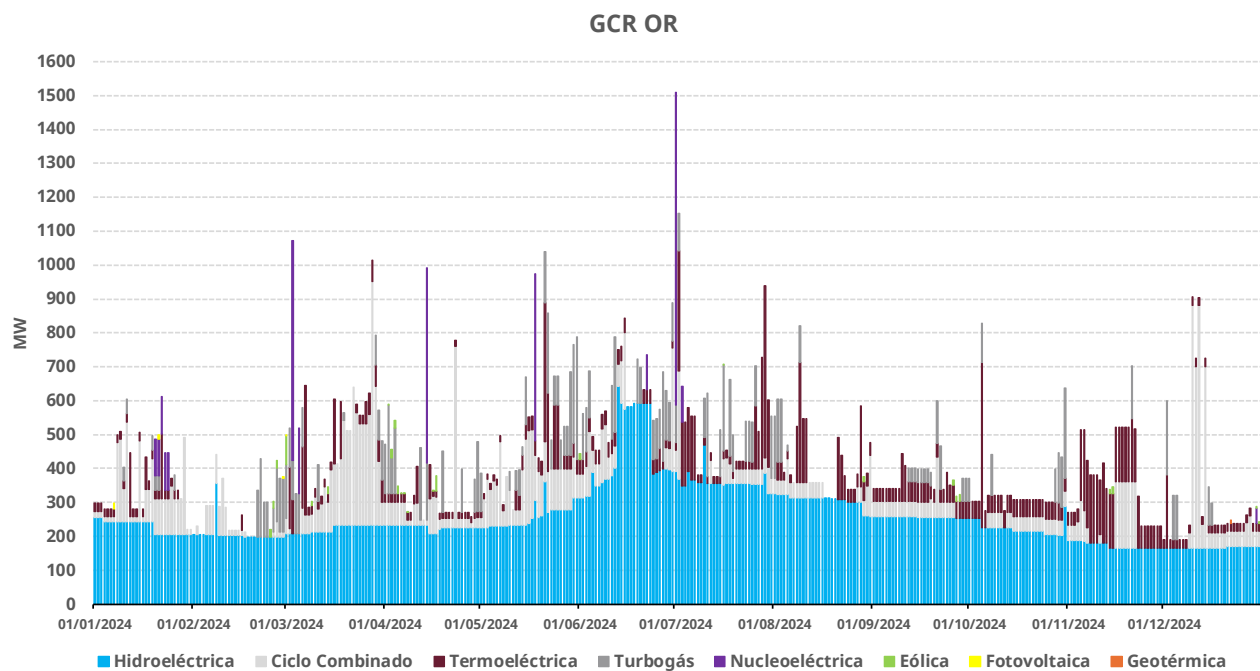
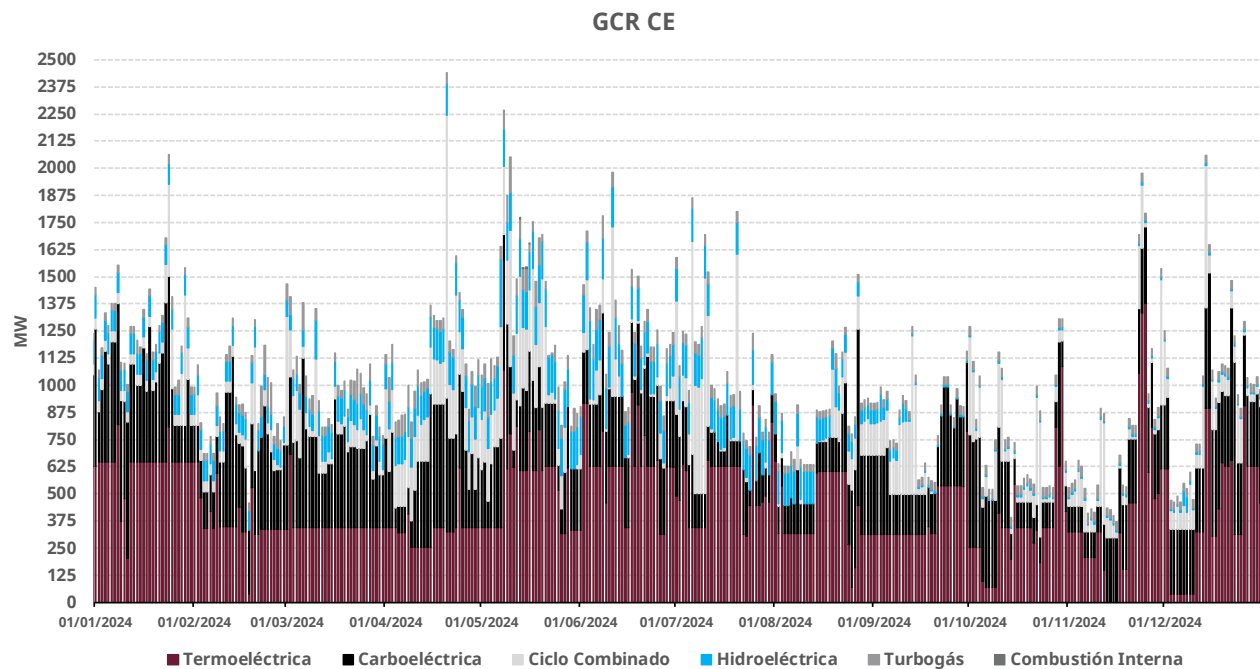


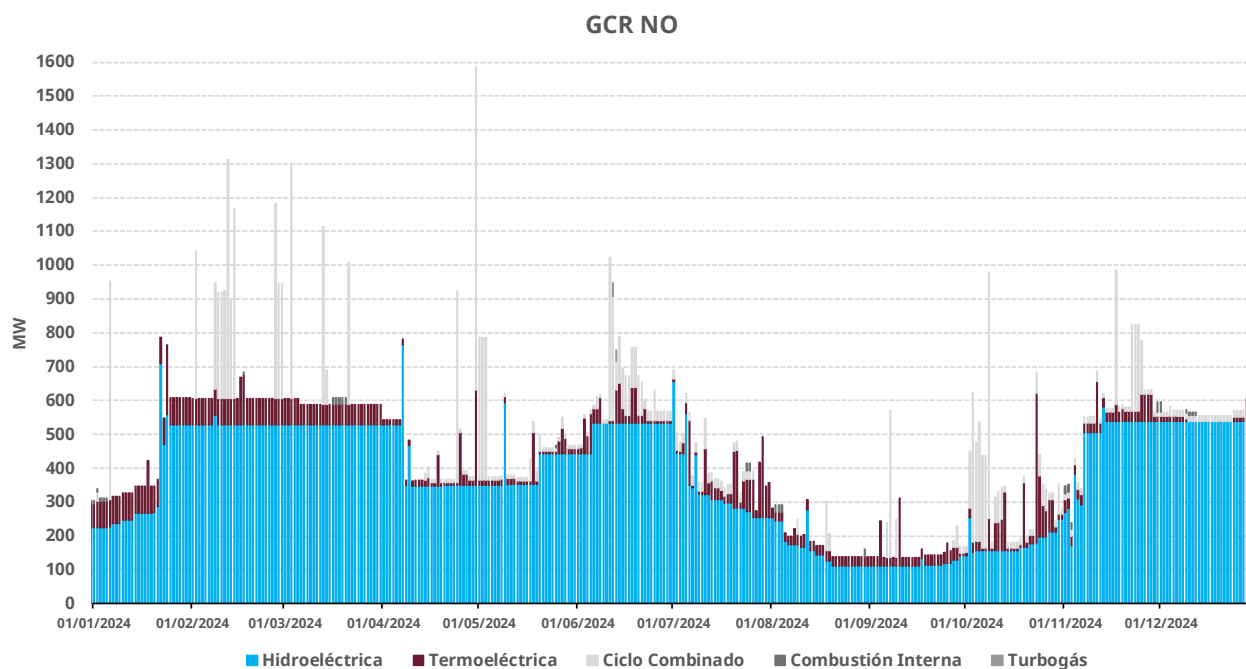
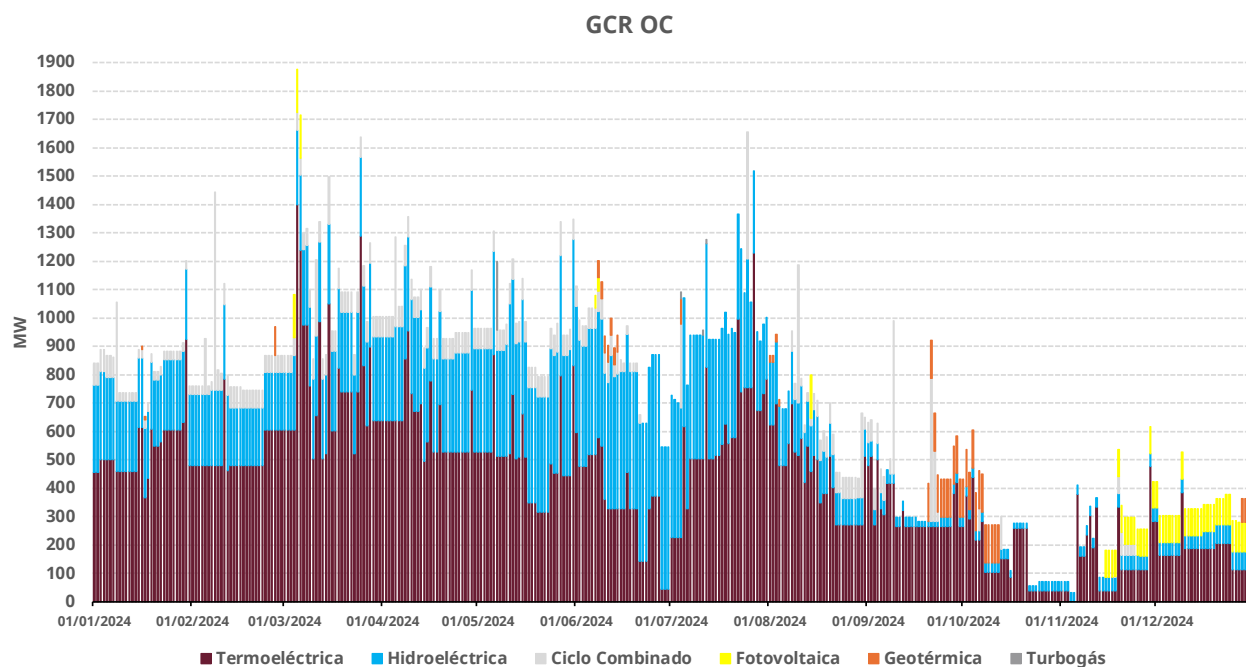


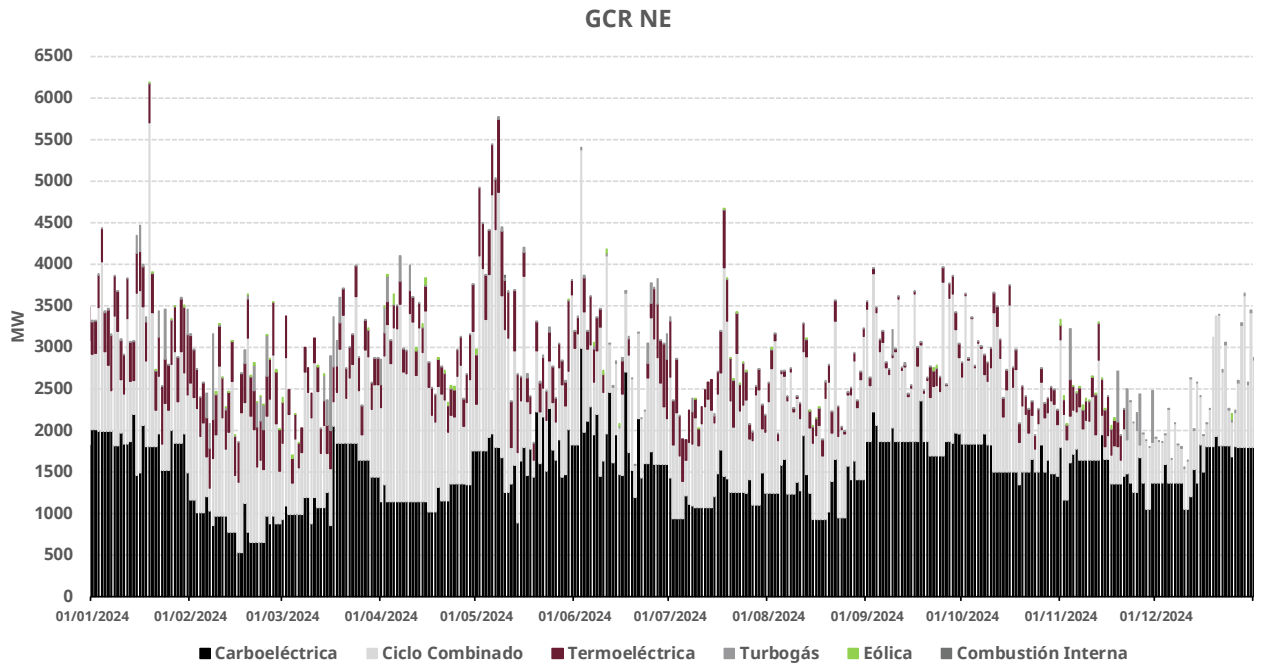
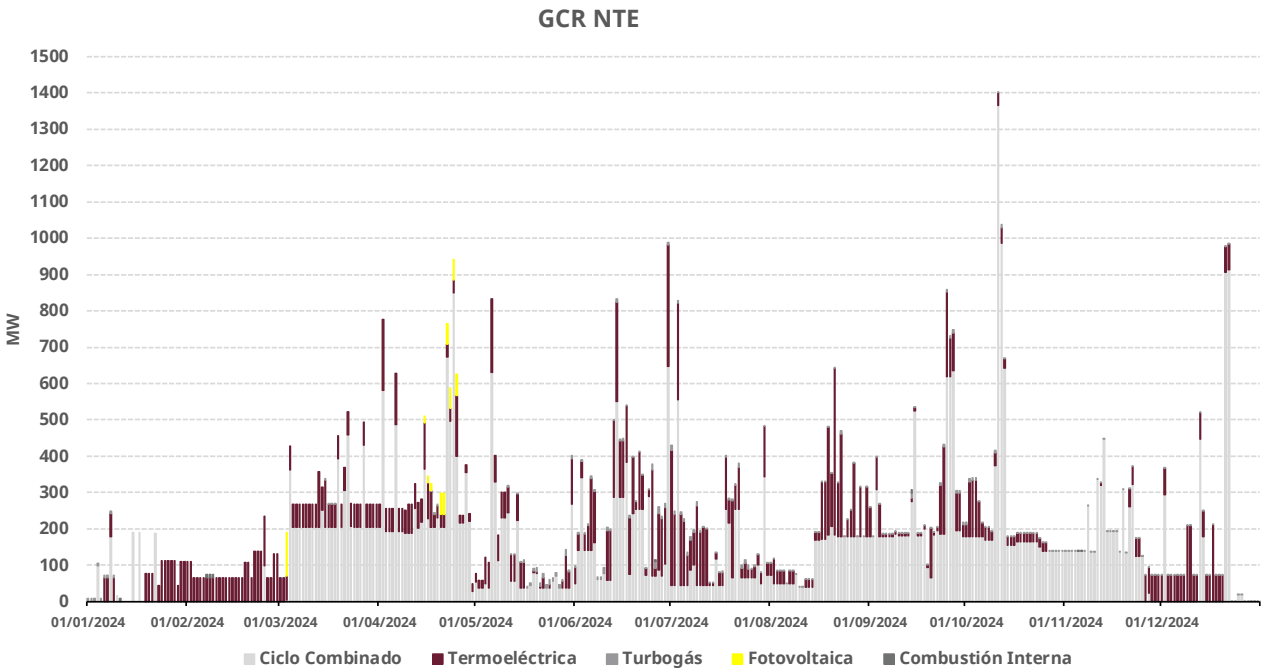




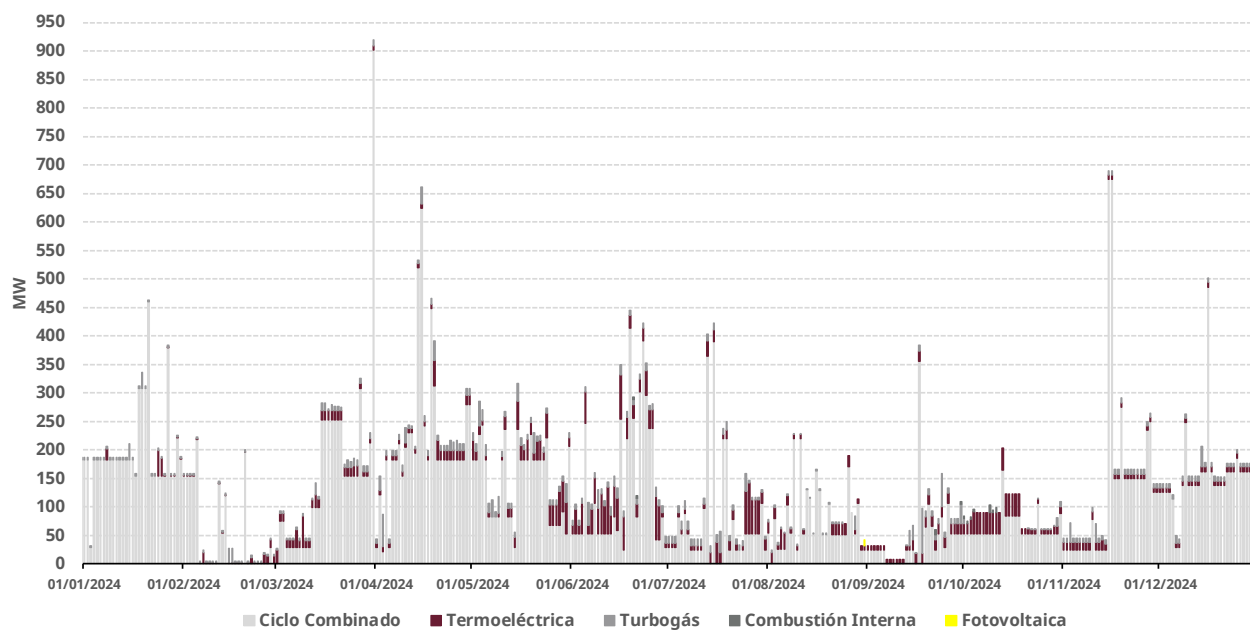
Anexo 2.5 Indisponibilidad por combustible, embalse o degradación por región y tecnología



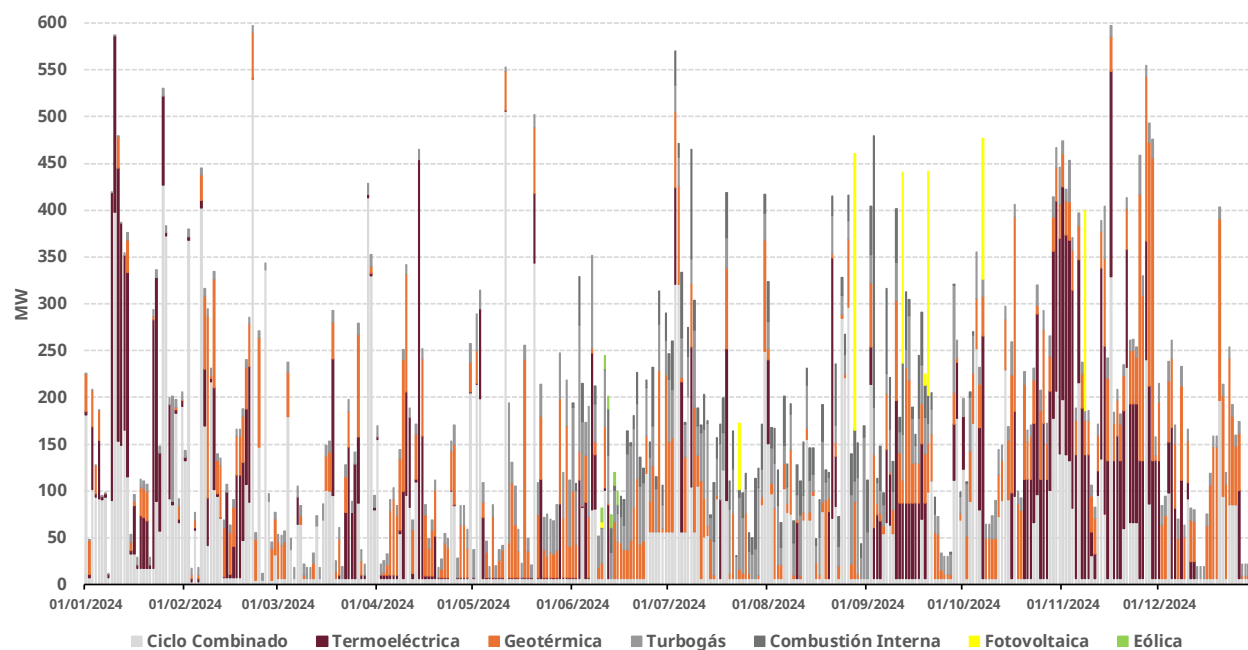


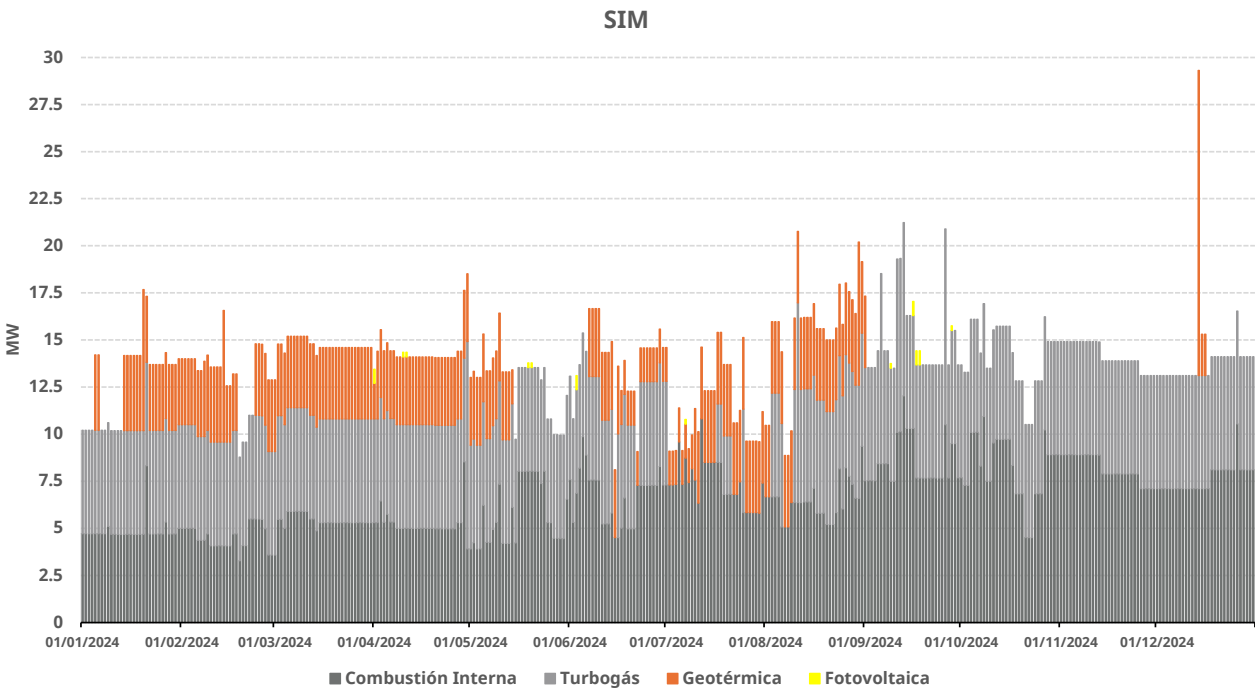
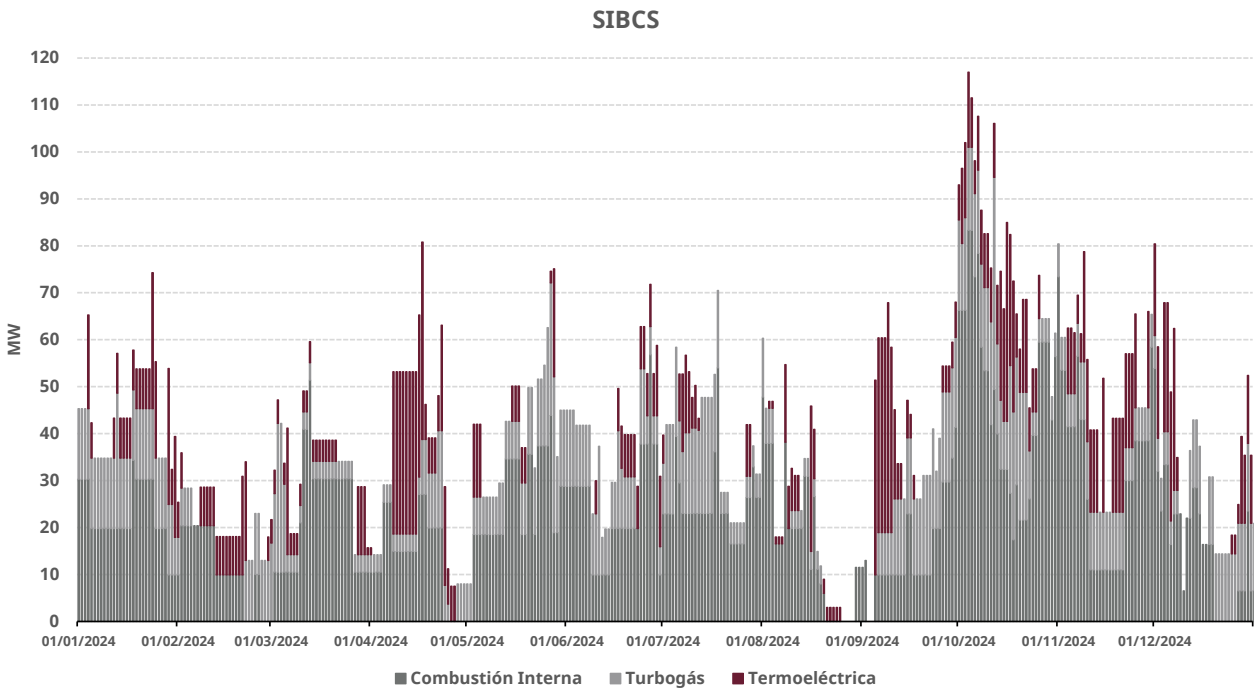


GCR PE

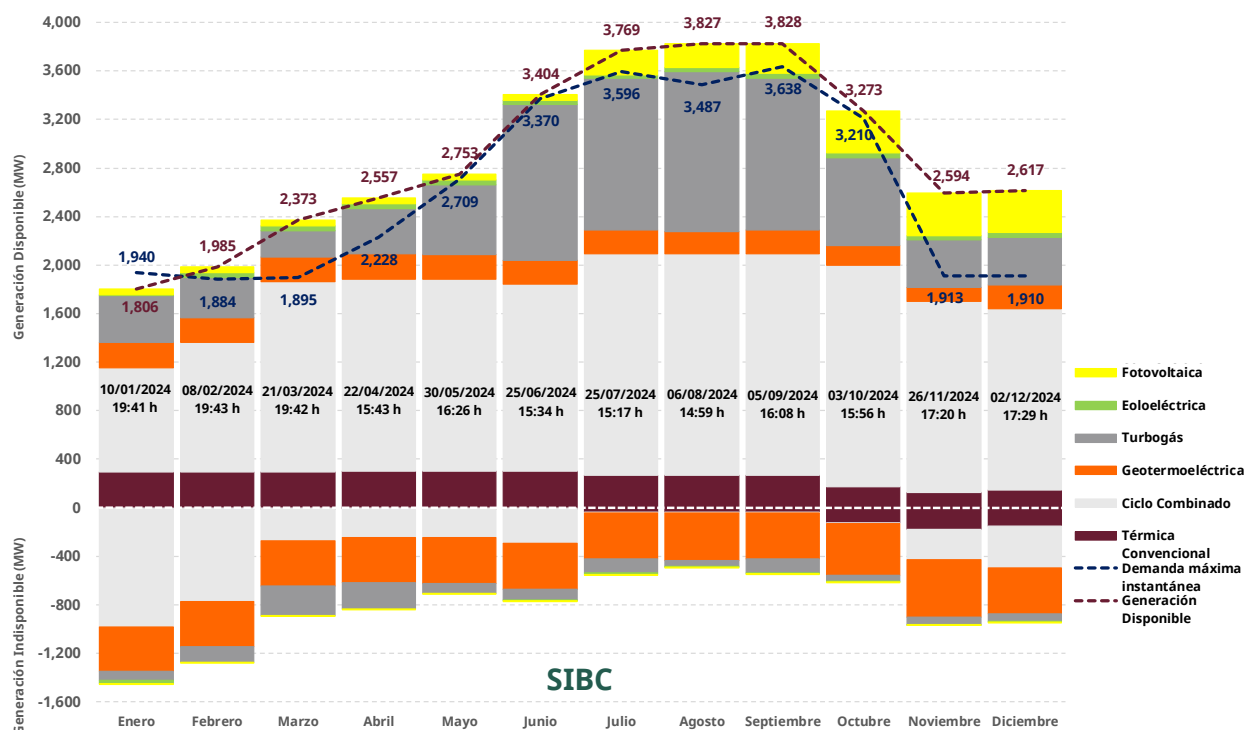
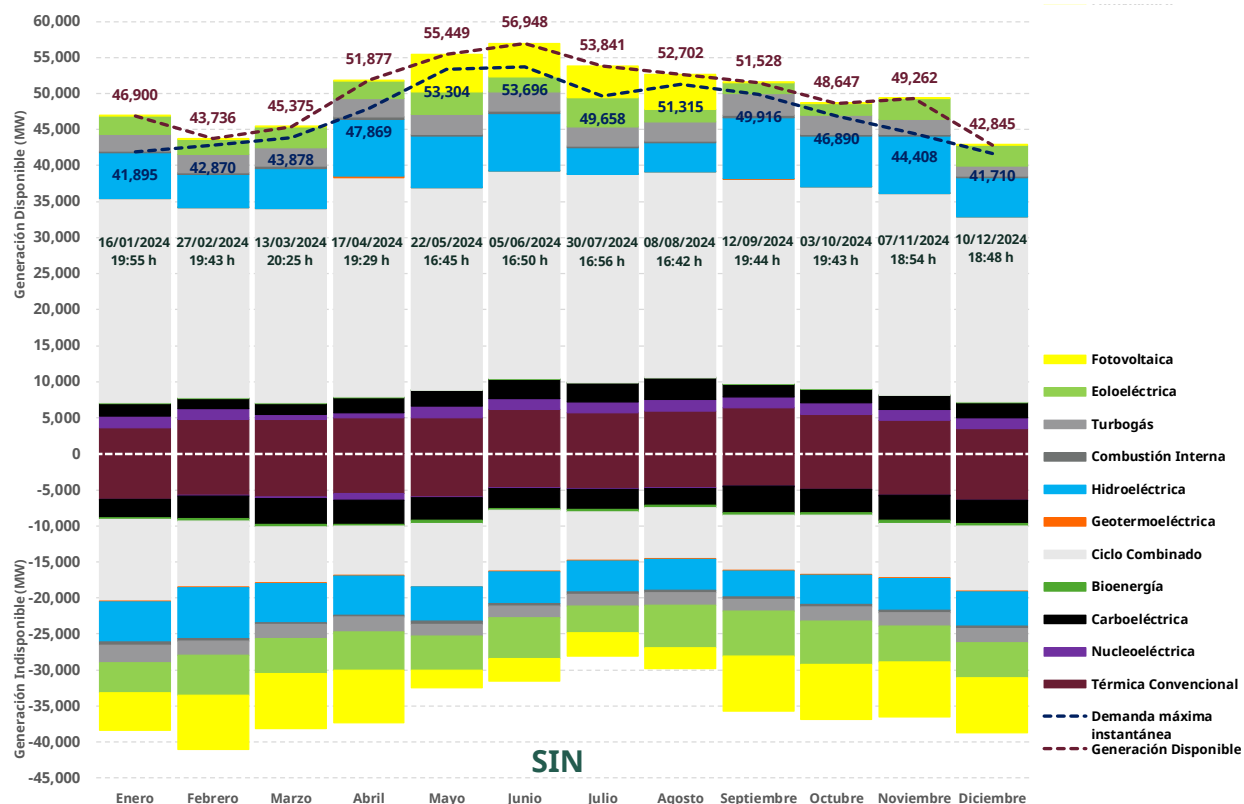


SIBC

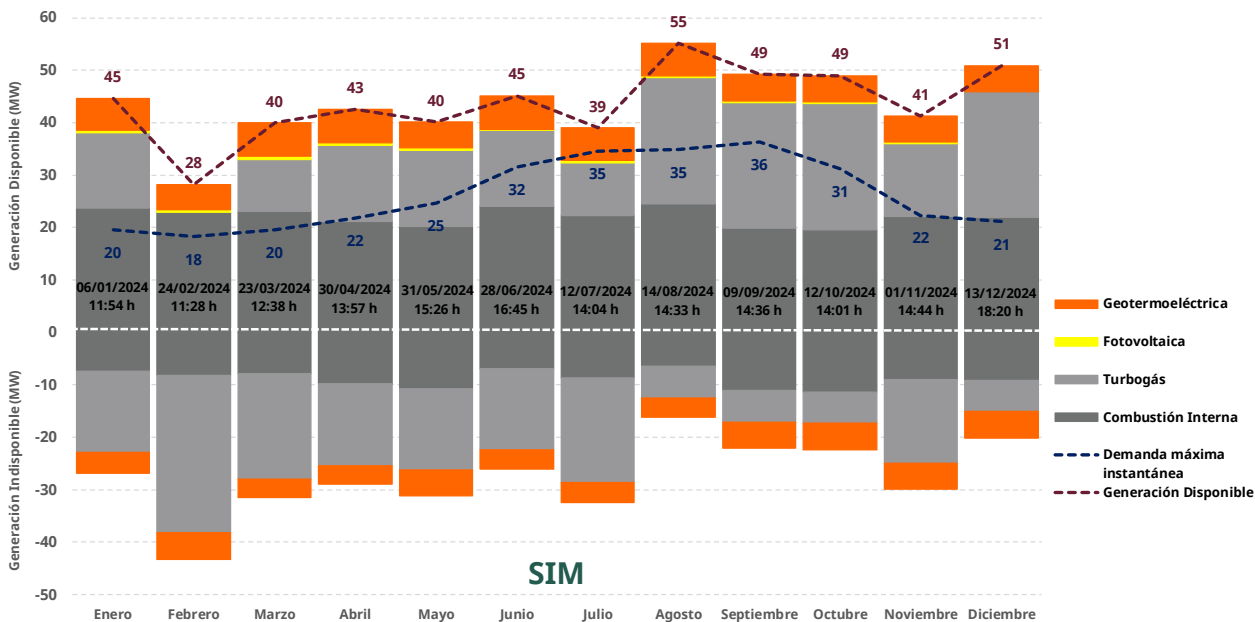
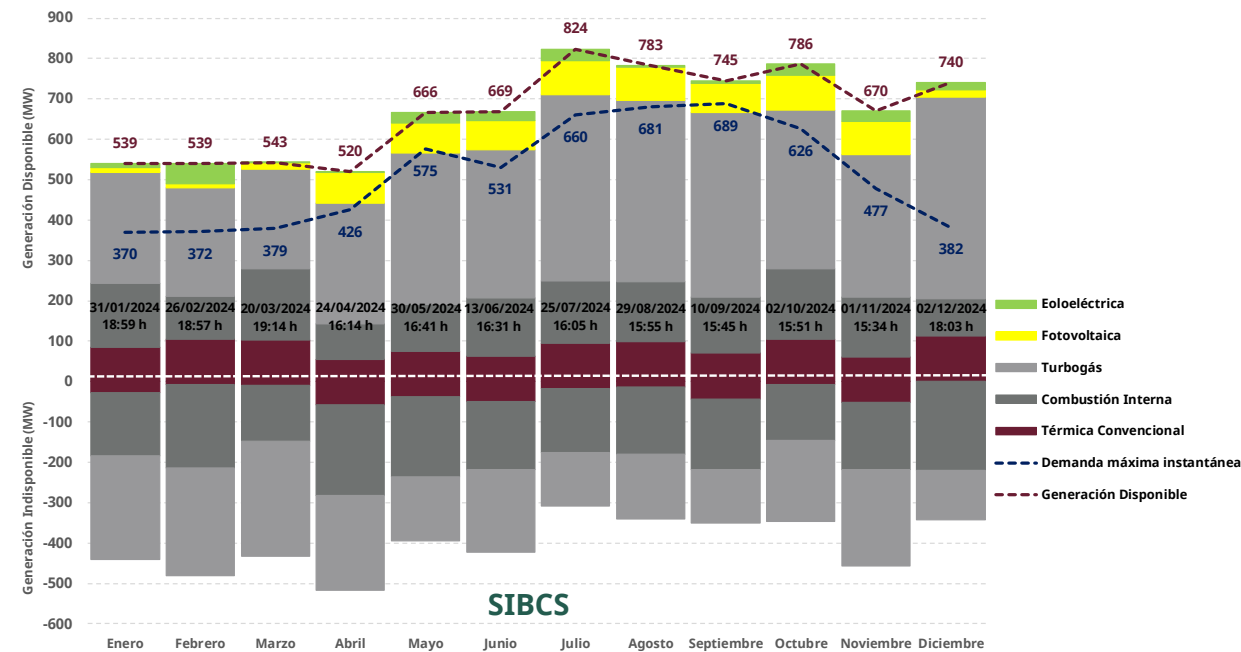




Anexo 2.6 Generación disponible e indisponible al momento de la demanda máxima por sistema



Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, 2024







Energía

Secretaría de Energía



CNE

Comisión Nacional de Energía

